



Activités de réglementation

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

Demandes liées à une audience publique

Décisions rendues

1. La Société de transmission électrique de Cedars Rapids Limitée (Cedars Rapids) - Reconstruction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne internationale) - EH-1-2002 (Dossier 2200-C019-1)

Le 6 juin, l'Office a approuvé une demande de Cedars Rapids visant la reconstruction d'une ligne internationale de transport d'électricité entre Les Cèdres, au Québec, et Cornwall, en Ontario.

L'Office a donné la permission à Cedars Rapids de remplacer 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. Le 1,8 kilomètre restant, qui va d'un point près de Cornwall jusqu'à la frontière canado-américaine, a déjà été reconstruit. Cedars Rapids propose démanteler la ligne internationale en place après la mise en service de la ligne reconstruite. Cedars Rapids a également demandé que la ligne soit reconstruite à une tension de 230 kilovolts et qu'elle soit exploitée à 120 kilovolts.

Cedars Rapids prévoit la reconstruction de la ligne dans la deuxième moitié de 2003 et la mettre en service au

mois de décembre 2003, et démanteler la ligne existante au cours de l'hiver 2003-2004. Le coût estimatif du projet est de 40 millions de dollars.

L'Office a étudié la demande dans le cadre d'une audience publique tenue à Dorval, au Québec, les 26 et 27 mars 2002.

2. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Coût du capital pour les années 2001 et 2002 - RH-4-2001 (Dossier 4200-T001-15)

Le 21 juin, l'Office a diffusé ses Motifs de décision concernant une demande de TCPL sollicitant l'approbation du coût du capital à utiliser dans le calcul des droits qu'elle pourra exiger sur son réseau principal de transport de gaz naturel (réseau principal) en 2001 et 2002.

Dans sa demande, TCPL a prié l'Office de déterminer un taux de rendement équitable pour le réseau principal dans les années 2001 et 2002. TCPL sollicitait l'approbation d'un coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCA) de 7,5 %, qui serait rajusté chaque année en fonction de l'écart entre le coût de la dette sur le marché et le coût structurel de la dette de la société. Si l'Office décidait de ne pas retenir la méthode du CMPCA proposée, TCPL lui demandait d'approuver un taux de

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*

Demandes liées à une audience publique	1
Demandes non liées à une audience publique	4
Révisions	7
Modifications aux règlements et aux règles	8
Questions administratives	9
Annexe I - Demandes en vertu de l'article 58	10
Profil	11

rendement du capital-actions ordinaire de 12,5 % affecté à une composante capital-actions ordinaire présumée de 40 %. TCPL a indiqué que cette autre proposition était à peu près l'équivalent d'un CMPCAI de 7,5 %.

L'Office a examiné le coût du capital du réseau principal pour la dernière fois dans le cadre de l'audience sur le coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94) tenue en 1994-1995. Durant cette instance, l'Office avait décidé qu'un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 % convenait pour le réseau principal. L'Office avait également établi que les taux de rendement autorisés des sociétés pipelinières visées par la décision RH-2-94 seraient rajustés par la suite (après 1995) à l'aide de la formule définie au cours de l'instance RH-2-94. Pour 2001 et 2002, la formule de rajustement RH-2-94 donne des taux de rendement du capital-actions ordinaire de 9,61 et 9,53 %, respectivement.

Voici les points saillants de la décision de l'Office :

- L'Office a décidé de ne pas retenir la méthode du CMPCAI proposée par TCPL.
- L'Office a conclu que les résultats obtenus grâce à la formule de rajustement RH-2-94 conviennent encore dans le cas du réseau principal. L'Office a donc approuvé pour le réseau principal un taux de rendement du capital-actions ordinaire de 9,61 % en 2001 et 9,53 % en 2002.
- L'Office a conclu que le risque commercial associé au réseau principal s'est accru depuis 1994 et a décidé qu'il convenait de relever le ratio présumé du capital-actions ordinaire de 30 à 33 %, à compter du 1er janvier 2001. Il en résultera une augmentation d'environ 2 % du coût du service annuel et des droits du réseau principal en 2001 et 2002.

L'Office a examiné la demande au cours d'une audience publique tenue du 17 février au 4 avril 2002, à Calgary (Alberta).

Décision en instance

1. *Westcoast Energy Inc. (WEI) - Construction de pipelines - Agrandissement du réseau de transport de gaz brut Grizzly et latéral WeeJay - GH-2-2002 (Dossier 3200-W005-11)*

L'Office a tenue une audience publique du 25 au 27 juin, à Chetwynd, en Colombie-Britannique, concernant une demande de 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.

Audiences prévues

1. *Westcoast Energy Inc. (WEI) - Agrandissement de son réseau principal sud de transport - GH-1-2002 (Dossier 3200-W005-12)*

L'Office tiendra une audience publique en deux étapes concernant une demande de WEI en vue de l'agrandissement de son réseau principal sud en Colombie-Britannique. La première étape débutera le 8 juillet à Abbotsford, en Colombie-Britannique et la deuxième commencera le 30 septembre à Chilliwack, en Colombie-Britannique et elle continuera à Williams Lake, en Colombie-Britannique le 3 octobre et ensuite elle reprendra à Chilliwack le 7 octobre.

La première étape visera à déterminer le besoin de construire les installations proposées et portera sur l'approvisionnement de gaz naturel, les marchés et la faisabilité économique. La deuxième étape portera sur la conception, la sécurité, l'exploitation, les effets environnementaux et socio-économiques, le choix du tracé, les besoins en terrains, le processus d'acquisition des droits fonciers et les conditions dont il conviendra d'assortir toute autorisation accordée.

2. *Province du Nouveau-Brunswick - Ordonnances pour l'exportation de gaz naturel à court terme - MH-2-2002 (Dossier 7500-M093-3)*

L'Office tiendra une audience publique à partir du 15 juillet à Fredericton, au Nouveau-Brunswick, au sujet d'une demande de la province du Nouveau-Brunswick qui a enjoint l'Office de tenir une audience publique pour examiner les règles concernant les exportations de gaz naturel. Le Nouveau-Brunswick propose que l'Office fixe des règles qu'il appliquerait dans l'examen de demandes d'ordonnances pour l'exportation à court terme d'approvisionnements additionnels en gaz naturel de la Plate-forme Néo-Écossaise, si les approvisionnements de cette source ne permettaient pas de répondre à la fois à la demande canadienne et à la demande à l'exportation.

3. *Maritimes & Northeast Pipelines Management Ltd. (M&NP) - Construction de nouvelles installations - GH-3-2002 (File 3400-M124-4)*

L'Office tiendra une audience publique à partir du 16 septembre à Halifax, en Nouvelle-Écosse, pour examiner une demande de M&NP pour la construction de nouvelles installations sur son réseau de gazoducs en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. M&NP propose de construire une station de comptage pour le transfert de propriété et quatre stations de compression (SC) sur son réseau principal.

M&NP a indiqué que ces installations doivent offrir un service de transport de gaz naturel de 11,3 millions de

mètres cubes (400 millions de pieds cubes) par jour à EnCana Corporation, à partir de l'an 2005. Le coût prévu des installations est de 190,8 millions de dollars.

4. *Sumas Energy 2, Inc. (SE2) - Ligne internationale de transport d'électricité (LIT) - EH-1-2000 (Dossier 2200-S040-1)*

Le 19 février 2001, à la demande de SE2, l'Office a ajourné l'audience publique concernant la demande de SE2 visant à faire approuver la construction d'une LIT de 8,5 kilomètres. À la séance du 19 février 2002, l'Office était censé entendre les arguments portant sur une motion concernant la question de savoir s'il devrait entendre la preuve relative aux effets environnementaux au Canada de la centrale électrique qu'il est proposé de construire à Sumas dans l'État de Washington (motion relative aux effets environnementaux).

Le 21 juin, l'Office a décidé qu'étant donné qu'une période de 16 mois s'était écoulée depuis l'ajournement de l'audience, il se pouvait que les intérêts des parties et les questions afférentes à la demande aient changé. Par conséquent, avant de reprendre l'audience publique, l'Office a décidé de solliciter les commentaires des parties sur la démarche qu'il devrait adopter afin de poursuivre l'examen de la demande, pour ce qui concerne notamment :

1. l'admission de nouveaux éléments de preuve concernant la motion de SE2 relative aux effets environnementaux
2. l'admission de nouveaux éléments de preuve concernant la demande (preuve autre que celle découlant de toute décision que l'Office pourrait prendre au sujet de la motion relative aux effets environnementaux)
3. l'échéancier de l'audience portant sur la motion relative aux effets environnementaux et de l'audience portant sur la demande
4. un projet de calendrier, à savoir :
 - i) autres affidavits, liste de la jurisprudence qui sera invoquée (motion relative aux effets environnementaux) - au plus tard le 13 août;
 - ii) contre-preuve de SE2 visant la motion relative aux effets environnementaux - au plus tard le 19 août;
 - iii) l'audience portant sur la motion relative aux effets environnementaux de la centrale proposée de Sumas commence à Abbotsford, en Colombie-Britannique, le 5 septembre.

SE2 doit communiquer ses commentaires sur ce qui précède au plus tard le 9 juillet et les intervenants

doivent présenter leurs commentaires d'ici au 23 juillet. Le cas échéant, SE2 doit présenter sa réplique aux commentaires des intervenants au plus tard le 30 juillet.

SE2 a présenté une demande en vue de construire une ligne de transport d'électricité à 230 kilovolts qui partirait des États-Unis et franchirait la frontière canado-américaine près d'Abbotsford. À partir de la frontière, la ligne de transport proposée s'étendrait sur environ 8,5 kilomètres (5,3 milles) vers le nord jusqu'à la sous-station Clayburn de BC Hydro, située à Abbotsford, en empruntant les emprises existantes du Canadien Pacifique, de la ville d'Abbotsford et de BC Hydro.

Demandes d'audience déposées

1. *Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) - Construction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne internationale) - (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.

2. *EnCana Corporation (EnCana), anciennement PanCanadian Energy Corporation - Gazoduc (Dossier 3200-P022-1)*

Le 1^{er} mars, EnCana a déposé une demande en vue de la construction d'un gazoduc de 610 millimètres (24 pouces) de diamètre qui s'étendrait sur environ 179 kilomètres (111 milles) depuis la plate-forme de production du champ Deep Panuke jusqu'à un point de raccordement aux installations de Maritimes & Northeast Pipeline Limited Partnership (M&NP) près de Goldboro, en Nouvelle-Écosse.

EnCana prévoit livrer environ 11,3 millions de mètres cubes (400 millions de pieds cubes) de gaz naturel par jour à M&NP pour une période d'environ 11 ans et demi à compter de 2005. Le coût estimatif du gazoduc proposé et des installations connexes est de 1,1 milliard de dollars.

Audiences ajournées et reportées

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

La Commission d'examen conjoint du projet de pipeline de franchissement du détroit de Georgia a remis la date de début de son audience publique, qui devait commencer le 17 juin. Une nouvelle date sera annoncée ultérieurement.

**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 1er 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^{er} janvier 1998.

Demandes non liées à une audience publique

Questions relatives à l'électricité

Questions réglées

**1. Exelon Generation Company, LLC. (Exelon) -
Exportation d'électricité (Dossier 6200-E114-1)**

Le 19 juin, l'Office a approuvée une demande datée du 26 avril d'Exelon pour des permis pour exporter jusqu'à 500 mégawatts de puissance garantie et jusqu'à 4 380 gigawattheures d'énergie garantie et 1 000 gigawattheures d'énergie interruptible par année pour une période de 15 ans.

**2. EPCOR Merchant and Capital Inc. (EPCOR) -
Exportation d'électricité (Dossier 6200-E091-2)**

Le 24 juin, l'Office a approuvé une demande datée du 28 mars d'EPCOR pour des permis pour exporter jusqu'à 1 200 gigawattheures d'énergie interruptible et jusqu'à 200 mégawatts et 1 200 gigawattheures de puissance et d'énergie à court terme garantie par année pour une période de 10 ans.

Questions à l'étude

**3. Consumers Energy Company (Consumers) -
Exportation d'électricité (Dossier 6200-C209-1)**

Le 24 mai, Consumers a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 16 000 gigawatts de puissance garantie et jusqu'à 24 000 gigawattheures d'énergie garantie et interruptible combiné par année pour une période de 10 ans.

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

**4. Duke Energy Marketing Canada Ltd. (Duke) -
Modifier les permis d'exportation d'électricité
(Dossier 6200-D064-1-1)**

Le 13 mai, Duke a soumis une demande pour modifier les permis d'exportation d'électricité EPE-135 et EPE-136. Ces permis autorisent Duke à exporter de l'électricité en utilisant les lignes de transport de la Colombie-Britannique, du Manitoba et de l'Ontario. La modification demandée vise à ajouter les lignes de transport du Nouveau-Brunswick.

**5. Emera Energy Inc. (Emera) - Exportation d'électricité
(Dossier 6200-E115-1)**

Le 23 mai, Emera a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 1 000 mégawatts de puissance garantie ou interruptible et jusqu'à 4 800 gigawattheures d'énergie garantie ou interruptible par année pour une période de 10 ans.

Le 7 juin, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Emera.

**6. Hydro One Delivery Services, Inc. (Hydro One) - Lake
Erie Link (Dossier 2200-H026-1)**

Le 24 avril, Hydro One et des sociétés membres de son groupe, en partenariat avec TransEnergie U.S. Ltd., ont déposé auprès de l'Office deux documents intitulés : *Project Description of the Lake Erie Link under the Canadian Environmental Assessment Act* (description du projet Lake Erie Link dans le contexte de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*) et *Environmental Assessment Scoping Development* (Élaboration de la portée de l'évaluation environnementale), à titre de documents préliminaires concernant la construction du projet de ligne

internationale de transport d'électricité Lake Erie Link. Le document d'élaboration de la portée de l'évaluation environnementale met en branle la coordination et la détermination de la portée du processus fédéral d'évaluation environnementale avant qu'une demande soit déposée en bonne et due forme.

Le projet Lake Erie Link consiste à construire une ligne internationale de transport d'électricité entre le Canada et les États-Unis, qui débiterait près de Nanticoke (Ontario) et se rendrait jusqu'à Erie, en Pennsylvanie et/ou jusqu'à Ashtabula, dans l'État de l'Ohio, en passant sous le lac Érié. Le réseau comprendrait un, deux ou trois câbles sous-marins enfouis exploités à 150 kilovolts, deux stations de conversion et des câbles souterrains enfouis raccordant la ligne à des stations existantes sur le rivage ou proche de celui-ci. La ligne aurait une capacité de jusqu'à 970 MW.

Une station de conversion construite près de Nanticoke occuperait quelque 10 acres. La station se trouverait dans une zone industrielle située dans l'enceinte de la centrale thermique actuelle de Nanticoke ou à proximité. Les câbles sous-marins traverseraient le bassin est du lac Érié pour aboutir à Erie-West ou à Ashtabula. La longueur des câbles sous-marins serait de 115 kilomètres (71 milles) pour Erie-West ou 150 kilomètres (93 milles) pour Ashtabula. La partie canadienne des câbles correspondrait à de 40 - 60 % de leur longueur totale, selon le tracé choisi.

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

Le 1er 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 2001, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Morgan.

8. Split Rock Energy LLC (Split Rock) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-S093-1)

Le 8 mai, Split Rock a déposé une demande pour des permis pour exporter jusqu'à 600 gigawattheures d'énergie garantie et interruptible par année pour une période de 10 ans.

Le 11 juin, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Split Rock.

Questions relatives aux pipelines

Questions réglées

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 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.

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

Le 20 juin, l'Office a approuvé une demande datée du 25 juillet 2000 de Pouce Coupé 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).

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

Le 13 juin, l'Office a approuvé une demande datée du 20 décembre de TCPL pour 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^{er} novembre 2002.

Question à l'étude

4. *Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) - Projet de latéral Kaybob North (Dossier 3400-A159-9)*

Le 7 juin, Alliance a demandé l'autorisation de construire une canalisation latérale de 610 millimètres (24 po) de diamètre et d'environ 26,4 kilomètres (16,4 milles) de long dans le centre-ouest de l'Alberta, qui s'étendrait de la station de comptage AB45 d'Alliance située à la coordonnée NW 10-59-18 W5M jusqu'à son point d'interconnexion avec la canalisation principale d'Alliance à la coordonnée NE 26-61-18-W5M. Au départ, le latéral aurait une capacité de transport de 8,5 millions de mètres cubes (300 millions de pieds cubes) par jour. Le coût du projet est évalué à 21,2 millions de dollars et la date projetée de mise en service est le 1^{er} janvier 2003.

Questions relatives au transport, aux droits et aux tarifs

Question réglée

1. *TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Rapports du Groupe de travail sur les droits de 2002 (Dossier 4775-T001-1/02-4)*

L'Office a approuvé la résolution suivante du Groupe de travail sur les droits de 2002 :

Révisions

Révision réglée

1. *Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. (TMPL) - Révision de l'ordonnance TO-1-2001 (Dossier 4200-T004-8-1)*

Le 31 mai, l'Office a rejeté une demande déposée par TMPL qui souhaitait faire réviser et modifier l'ordonnance TO-1-2001, par laquelle l'Office avait approuvé le Règlement avec droits incitatifs de TMPL portant sur la période de 2001 à 2005. La demande de révision avait pour objet de faire modifier les exigences prescrites dans l'ordonnance au sujet des rapports de surveillance.

Dans sa demande de révision, TMPL a indiqué que sa requête était fondée sur le fait que la société croyait comprendre que l'Office s'attendait à ce que TMPL se conforme immédiatement aux exigences révisées concernant les rapports de surveillance énoncées à la partie XI des *Directives concernant les exigences de dépôt*, que l'Office a diffusées le 6 décembre 2001.

N° de la résolution	Date d'approbation	Sujet
05.2002	12 juin	Changer le nom de Centra Gas Ontario à Union Gas Limited

Questions pionnières

1. *Opérations géologiques, géophysiques ou géotechniques* - Une demande a été approuvée au moi de mai, qui n'a pas été identifiée dans le bulletin du moi de mai, aux termes du paragraphe 5.1b) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Aucune demande a été approuvée durant le moi de juin.

Société	Région	Id. de la zone d'exploitation	Date d'approbation
Conoco Canada Resources Limited	Richardson Mountains	9237-C145-001E	30 mai

La condition 6 de l'ordonnance TO-1-2001 prescrivait ce qui suit :

TMPL est dispensée, en ce qui concerne les rapports de surveillance trimestrielle, de toutes les exigences en matière de rapports et de dépôt de renseignements qui figurent dans l'ordonnance TO-3-92 et le protocole en date du 16 février, en attendant que l'Office ait terminé son examen des exigences de dépôt qu'il convient d'imposer à l'égard de pipelines exploités aux termes d'un règlement comportant des droits incitatifs.

L'Office constate que la demande de révision de TMPL repose sur l'interprétation qui précède, à savoir que l'Office s'attend actuellement à ce que TMPL se conforme immédiatement aux exigences révisées de la partie XI concernant les rapports de surveillance. L'Office, toutefois, n'a rendu aucune décision du genre, ni donné cette interprétation à la condition 6 de l'ordonnance TO-1-2001. Par conséquent, l'Office a établi que la demande ne soulève aucun doute au sujet du bien-fondé de l'ordonnance et il l'a rejetée.

Révision en instance

2. Réservoir 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. Notes d'orientation liées au Règlement sur les pipelines terrestres

L'Office a demandé au public de commenter sur les modifications qu'il propose d'apporter aux *Notes d'orientation liées au Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*.

L'Office avait préparé les Notes d'orientation de 1999 à titre de document d'accompagnement du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres*. Elles ont pour but de fournir des explications sur certains articles du Règlement et des exemples de méthodes qui permettent de satisfaire aux exigences de conformité. Les modifications proposées reflètent les commentaires des intervenants ainsi que les connaissances acquises par l'Office au cours d'activités telles que les vérifications effectuées aux termes du Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres.

2. 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)

L'Office a l'intention de remplacer le *Règlement de l'Office national de l'énergie sur le croisement de pipe-lines, partie II*, par un règlement axé sur la prévention des dommages (*Règlement sur la prévention des dommages*). Le nouveau règlement régira les activités menées sur les emprises de pipeline qui relèvent de la compétence de l'Office, ou sur les terrains adjacents, en vue d'assurer la sécurité du public et des employés de la compagnie, ainsi que de protéger la propriété et l'environnement.

L'Office sollicite les commentaires du public au sujet du projet de *Règlement sur la prévention des dommages*.

Le 30 mai, l'Office a publié un document intitulé *Ébauche conceptuelle du projet de Règlement sur la prévention des dommages de l'Office national de l'énergie et des notes d'orientation*. On y décrit le cadre et les concepts fondamentaux qui serviront à établir le nouveau règlement. L'Office a également publié les résultats d'un sondage national auprès des Canadiens et Canadiennes qui possèdent des terrains traversés par un pipeline réglementé par le gouvernement fédéral. Ce sondage a été effectué pour le compte de l'Office par l'agence COMPAS entre le 17 janvier et le 2 février 2002. Les résultats serviront à l'élaboration du nouveau règlement.

L'Office a l'intention de rencontrer les groupes intéressés au cours des six prochains mois. Des assemblées publiques locales auront lieu à plusieurs endroits au Canada. Des renseignements seront diffusés au sujet de ces réunions en temps et lieu.

L'ébauche conceptuelle du projet de règlement et le sondage de COMPAS sont disponibles sur le site Internet de l'Office, à l'adresse http://www.neb-one.gc.ca/safety/damgprev/index_f.htm.

3. 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.

4. 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.

5. 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 a été diffusée en février en vue d'obtenir des commentaires du public.

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

Le 12 juin, l'Office a publié des *Lignes directrices révisées relatives aux règlements négociés sur le transport, les droits et les tarifs*.

Le 30 janvier, l'Office avait 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 devait être fondé sur le consentement unanime et non contesté des parties aux négociations. Ces lignes directrices ne renfermaient aucune instruction sur la façon dont l'Office pouvait aborder des règlements qui sont contestés. Les lignes directrices révisées comporte un ensemble de mesures que l'Office peut prendre pour traiter les règlements contestés.

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

Le processus de modification du *Règlement sur la sécurité et la santé au travail* (pétrole et gaz), selon les dispositions du *Code canadien du travail, Partie II*, se poursuit.

Les pouvoirs de réglementation visant les réservoirs et les tuyauteries sous pression exploités par des compagnies réglementées par l'ONÉ ont été transférés de Développement des ressources humaines Canada à l'Office. Comme suite à ce changement, l'Office élabore des dispositions législatives et les notes d'orientation nécessaires.

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

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*.

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

Demandses présentées en vertu de l'article 58

Gazoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Consumers' Gas (Canada) Ltd.	Dossiers : 3400-C283-17; 3400-C283-18 et 3400-C283-19 Ord. : XG-C283-25-2002	Trois demandes datées du 2 mai; approuvées le 10 juin. Construire trois interconnexions au gazoduc d'Enbridge Consumer Gas à Brampton, en Ontario.	180 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	Dossier : 3400-F006-39 Ord. : XG-F006-28-2002	Demande datée du 20 décembre; approuvée le 17 juin. Installer deux piquages sur conduite en charge et des vannes de raccordement aux fins d'interconnexions avec le projet d'agrandissement Westpath sur le réseau de Colombie-Britannique de TransCanada.	450 000
TransCanada PipeLines Limited	Dossier : 3400-T001-196 Ord. : XG-T001-26-2002	Demande datée du 16 mai; approuvée le 11 juin. Installer un sas de départ permanent à la station de comptage Sabrevois, au Québec.	455 000
	Dossier : 3400-T001-200 Ord. : XG-T001-29-2002	Demande datée du 11 juin; approuvée le 19 juin. Installer deux raccords pour vente près de Kenora, en Ontario.	196 000
	Dossier : 3400-T001-197 Ord. : XG-T001-31-2002	Demande datée du 24 mai; approuvée le 26 juin. Effectuer un échantillonnage environnemental à sept stations.	626000
	Dossier : 3400-T001-198 Ord. : XG-T001-32-2002	Demande datée du 24 mai; approuvée le 27 juin. Réaliser un échantillonnage des contaminants et un programme de délimitation.	980 000
TransCanada PipeLines Limited B.C. System	Dossier : 3400-T054-3 Ord. : XG-T054-27-2002	Demande datée du 20 décembre; approuvée le 13 juin. Agrandissement des installations Westpath	48 300 000
Westcoast Energy Inc.	Dossier : 3400-W005-287 Ord. : XG-W005-30-2002	Demande datée du 31 janvier; approuvée le 24 juin. Remplacer des lits de protection cathodique - services sur le terrain à Fort St. John; améliorer le gainage du pipeline de la route de l'Alaska.	90 000

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. NE12-4/2002-06E
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^o de cat. NE12-4/2002-06F
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

