

Activités de réglementation

Ce bulletin des *Activités de réglementation* couvre le mois d'octobre 2001

Demandes liées à une audience publique

Décisions rendues

1. *Westcoast Energy Inc. (WEI) - pipeline de soufre de l'usine à gaz de Pine River - MH-1-200 (dossier 3050-W005-1)*

Motifs de décision datés d'octobre 2001; diffusés le 25 octobre 2001.

L'Office a décidé que, sous réserve de certaines conditions, WEI peut poursuivre sans danger les travaux sur le pipeline de soufre de l'usine à gaz de Pine River et rouvrir le pipeline en vue de son exploitation.

Le 16 mars, à la suite de plusieurs feux survenus sur le pipeline et en réponse à des allégations selon lesquelles WEI n'avait pas respecté les engagements qu'elle avait pris envers les propriétaires fonciers au sujet de l'exploitation du pipeline, l'Office a rendu une ordonnance pour enjoindre 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 publique au sujet du pipeline de WEI du 9 au 12 avril, à Chetwynd, en Colombie-Britannique. L'audience avait pour but d'établir si le pipeline pouvait être exploité sans danger, si l'Office devrait ordonner à WEI de réparer, de reconstruire ou de modifier une partie du pipeline pour

qu'il puisse être exploité en toute sécurité, et s'il y avait lieu d'imposer des conditions à WEI pour garantir une exploitation sans danger des installations.

Le 12 avril, l'Office a décidé de ne pas autoriser WEI à rouvrir le pipeline jusqu'à ce qu'il soit convaincu que certains problèmes avaient été complètement réglés ou jusqu'à ce qu'un plan exhaustif soit en place pour les résoudre. Le 24 avril, l'Office a envoyé une lettre à WEI précisant la portée du plan d'action exhaustif à établir. Le 26 juillet, WEI a déposé la version définitive du plan.

L'Office a examiné le plan d'action exhaustif, ainsi que les commentaires des parties à son sujet, et il est convaincu que, sous réserve des conditions énoncées dans l'ordonnance de réouverture, WEI peut exécuter sans danger les autres travaux décrits dans le plan et rouvrir le pipeline en vue de l'exploiter.

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

Motifs de décision datés d'octobre 2001; diffusés le 1^{er} novembre 2001.

L'Office a décidé les droits que BC Gas devra payer sur le réseau de Westcoast Energy Inc. (WEI) pour les services de transport de Kingsvale à Huntingdon, en Colombie-Britannique. En bref, l'Office a décidé ce qui suit :

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	5
Appel et révision	8
Modifications aux règlements	9
Questions administratives	10
Annexe I - Demandes en vertu de l'article 58	11
Profil	12

- i) si WEI agrandit son réseau entre Kingsvale et Huntingdon pour offrir à BC Gas le service qu'elle demande entre ces deux points, le droit exigé sera de 12 cents le millier de pieds cubes ;
- ii) jusqu'à ce que le réseau WEI soit agrandi, le droit à payer pour les livraisons garanties de Kingsvale à Huntingdon restera le droit intégral de zone 4 (de la station n° 2 à Huntingdon);
- iii) pour le moment, l'Office ne rendra pas de décision sur ce qui constituerait un droit acceptable pour le service garanti de Hope à Huntingdon;
- iv) l'Office rejette les demandes visant à faire modifier la conception actuelle des droits du service interruptible ainsi que certains aspects de la conception des droits du service garanti dans la zone 4, qui sont associés au retrait de Kingsvale de la zone de livraison Inland (de la station n° 2 à Kingsvale).

Le 8 mai 2001, BC Gas a présenté une demande à l'Office pour solliciter : i) la révision et la modification de la décision rendue par l'Office à l'instance RH-2-98 et de l'ordonnance TG-2-99 connexe; et ii) la délivrance d'une ordonnance fixant les modalités, y compris les droits, suivant lesquelles WEI doit recevoir, transporter et livrer du gaz naturel de Kingsvale et Hope à Huntingdon, en Colombie-Britannique.

Dans la décision RH-2-98, l'Office avait approuvé une demande de BC Gas voulant que WEI établisse sur son réseau un point de réception à Kingsvale et qu'elle reçoive, transporte et livre à la zone de livraison Huntingdon tout gaz que BC Gas pourrait lui acheminer aux fins de transport. L'Office avait également décidé que le droit qu'il convenait d'exiger pour le service garanti de Kingsvale à Huntingdon serait le droit de zone 4 jusqu'à Huntingdon qui était en vigueur sur le réseau WEI.

En juin 2001, après avoir examiné les mémoires des parties intéressées, l'Office a déterminé que, tout compte fait, les circonstances différentes et faits nouveaux relevés par BC Gas justifiaient sa demande de révision de la décision RH-2-98. L'Office a donc décidé de convoquer une audience publique pour examiner la demande de BC Gas.

L'Office a tenu une audience publique pour examiner la demande du 10 au 12 septembre 2001, à Vancouver, en Colombie-Britannique.

Décisions en suspens

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

L'Office a tenu une audience publique du 18 septembre au 2 octobre à Calgary, en Alberta, pour examiner une

demande de TCPL au sujet de ses droits et tarif des années 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^{er} 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 entrant dans le calcul des droits 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 tiendra une audience publique concernant cette demande à partir du 18 février 2002 (voir le point 2 sous la rubrique *Audiences prévues* 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 des 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. *Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) - Droits de 2001 et 2002 - RH-3-2001 (Dossier 4200-M124-1)*

L'Office a tenu une audience publique du 11 au 25 octobre à Dartmouth, en Nouvelle-Écosse, pour examiner la question 4 de l'ordonnance d'audience RH-3-2001, qui se lit comme suit : « Dans la mesure où elles s'appliquent à de nouvelles installations pipelinières, l'interprétation et l'application appropriées de l'article 17 des Conditions générales des tarifs gaziers de M&NP (la question de l'article 17) ». L'article 17 des Conditions générales de M&NP traite de la politique relative aux droits et à la construction de nouvelles installations.

Le 31 août, M&NP a informé l'Office que le Groupe de travail sur les droits et le tarif avait, par une résolution

adoptée sans opposition, approuvé un règlement à l'égard de la demande de droits définitifs de M&NP entrant en vigueur le 1^{er} octobre 2000. L'audience RH-3-2001 est censée porter sur la demande de droits définitifs pour la période du 1^{er} octobre 2000 au 31 décembre 2002. Le 31 août, l'Office a décidé de suspendre les étapes subséquentes de la procédure décrite dans l'ordonnance d'audience RH-3-2001, sauf celles qui ont trait à l'examen de la question de l'article 17.

Le 14 septembre, M&NP a soumis à l'approbation de l'Office un dépôt de droits conformes au Règlement dans lequel les droits de M&NP sont calculés suivant les modalités de l'entente relative au Règlement du 31 août. Le 20 septembre, l'Office, en conformité avec les *Lignes directrices relatives aux règlements négociés pour le transport, les droits et les tarifs*, a sollicité les commentaires des parties intéressées sur les renseignements déposés le 14 septembre, ainsi que sur la nécessité d'entamer des démarches supplémentaires en vue de leur examen et la nature de ces démarches, le cas échéant.

Audiences prévues

1. *Petro-Canada Oil & Gas (Petro-Canada) - construction du gazoduc de Medicine Hat -GH-3-2001 (dossier 3200-P100-1)*

L'Office tiendra une audience publique à partir du 19 novembre 2001, à Calgary, en Alberta, concernant une demande de Petro-Canada visant la construction d'un gazoduc entre la région de Medicine Hat, en Alberta, et Burstall, en Saskatchewan.

Petro-Canada propose de construire un gazoduc de 273,1 millimètres (10 pouces) de diamètre et d'environ 67 kilomètres (42 milles) de long, depuis ses propriétés productrices de gaz naturel situées dans la région de Medicine Hat jusqu'au réseau de TransCanada PipeLines Limited, près de Burstall, en Saskatchewan. Le gazoduc aura une capacité nominale de transport de 1,5 million de mètres cubes (53 millions de pieds cubes) par jour. Selon le tracé proposé, le gazoduc débute près du côté sud-est du terrain militaire Suffield, en Alberta, et s'étend vers le nord-est pour rejoindre le réseau de TransCanada PipeLines Limited, près de Burstall, en Saskatchewan. Le tracé du gazoduc emprunte des couloirs existants sur la majeure partie de sa longueur, exigeant l'aménagement d'environ 13 kilomètres de nouvelle emprise. Le coût estimatif du gazoduc est de 9,9 millions de dollars, et la date de mise en service proposée est le mois de mai 2002.

2. *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 18 février 2002 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 tenu une conférence préalable le 19 septembre, à Calgary sur la procédure pour recueillir les vues des parties sur certaines questions de procédure. L'Office a examiné le coût du capital de TCPL pour la dernière fois dans le cadre de l'instance sur le coût du capital des sociétés pipelinières (RH-2-94). À la suite de cette audience, l'Office a décidé qu'un ratio du capital-actions ordinaire présumé de 30 % convenait dans le cas de TCPL. L'Office a également décidé que le rendement autorisé du capital-actions ordinaire serait rajusté de façon annuelle à l'aide de la méthode de la prime de risque des actions ordinaires. D'après cette formule, un taux de rendement du capital-actions ordinaire de 9,61 % a été établi pour l'année 2001.

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^{er} 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 %.

Demandes d'audience déposées

1. *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 20 septembre, le ministre fédéral de l'Environnement et le président de l'Office national de l'énergie ont signé une entente établissant une commission d'examen conjoint, en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, pour l'étude du projet de GSX. La Commission sera composée de trois personnes, dont deux membres de l'Office national de l'énergie et une personne nommée par le ministre de l'Environnement.

Des membres du personnel de l'Office et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale ont tenues des séances d'information publique à Cobble Hill, Île Salt Spring, Sidney, Île Saturna et Île Pender Nord, en Colombie Britannique, pour aider les personnes intéressées à se préparer à prendre une part active à l'audience publique et pour les renseigner sur l'aide financière aux participants offerte par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale.

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.

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

Le 18 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.

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 1^{er} 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. Le 20 juillet, WEI a déposé une ébauche de l'étude approfondie pour vérification par l'Office et le ministère des Pêches et des Océans.

3. 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 (ligne international) 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 ligne international 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 9 juillet, l'Office a invité le public à commenter l'avant-projet de portée de l'évaluation environnementale en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* relative à la proposition d'Énergie NB. L'Office, le ministère des Pêches et des Océans et le ministre de l'Environnement du gouvernement fédéral ont déterminé la portée du projet et les éléments qui devront être examinés dans le cadre de l'évaluation environnementale. Ces éléments, de même que d'autres détails de l'évaluation, sont précisés dans un document intitulé *Avant-*

projet de portée de l'évaluation environnementale - Ligne internationale de transport d'électricité de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick.

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^{er} 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 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.

Le 22 juin, l'Office a demandé par lettre un complément 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.

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

3. *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)*

Le 20 juillet, Cedars a déposé une demande en vue d'obtenir des permis pour :

- i) reconstruire à 230 000 volts, sur une distance de 1,92 kilomètre, une section d'une ligne internationale existante;
- ii) exploiter à 120 000 volts la section de 1,92 kilomètre reconstruite et 1,8 kilomètre de la ligne

internationale existante;

- iii) démanteler la section de ligne existante sur une distance de 1,92 kilomètre, après la mise en service de la section reconstruite.

La ligne internationale s'étendrait sur une distance de 1,92 kilomètre vers l'ouest à partir du point de raccordement existant de la ligne d'alimentation au poste de distribution Rosemount, situé à Cornwall, en Ontario, puis sur une distance de 1,8 kilomètre vers le sud jusqu'à un point situé sur la frontière internationale à Cornwall.

Subsidairement, dans l'éventualité où la demande de permis ci-dessus n'était pas accordée, Cedars a demandé un permis l'autorisant à :

- i) reconstruire à 230 000 volts la ligne internationale existante sur une distance de 71 kilomètres, depuis la centrale Les Cèdres, au Québec, jusqu'à un point de raccordement situé à Cornwall;
- ii) exploiter à 120 000 volts la ligne internationale reconstruite;
- iii) démanteler la ligne internationale existante après la mise en service de la section reconstruite.

Dans l'un et l'autre cas, Cedars sollicite également une ordonnance d'annulation du certificat no EC-10 de commodité et de nécessité publiques que l'Office a délivré en 1959. Cedars est d'avis qu'un certificat pour la ligne entière n'est plus exigé. Cedars a déclaré que la compétence constitutionnelle de l'Office ne s'appliquait qu'à la partie de la ligne consacrée aux exportations, c'est-à-dire la section de 3,72 kilomètres de la ligne internationale allant de Cornwall à la frontière internationale.

Le 25 octobre, l'Office a décidé qu'il continuerait à exercer sa compétence, conformément à la Loi sur l'Office national de l'énergie, sur tous les 72,8 kilomètres de la ligne internationale qui font l'objet du certificat no EC-10.

4. *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.

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

5. *Régie de l'hydro-électricité du Manitoba (Hydro-Manitoba) - construction d'une ligne internationale de transport d'électricité (ligne internationale) (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.

6. *Morgan Stanley Capital Group Inc. (Morgan) - exportation d'électricité (dossier 6200-M136-1)*

Le 1^{er} 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.

7. *Nexen Marketing, an Alberta general partnership (Nexen) - exportation d'électricité (dossier 6200-N086-1)*

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

Le 1^{er} octobre, l'Office a demandé par lettre un complément d'information à Nexen.

8. *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.

Question relative au gaz naturel

Question réglée

1. *TransCanada Energy Ltd. (TCE) - modifications au contrat - licence d'exportation de gaz naturel GL-172 (dossier 7200-W035-8-2)*

Le 6 septembre, l'Office a approuvé une demande datée du 14 mai de TCE visant l'approbation d'une modification à la disposition sur les prix prévue au contrat d'exportations de gaz entre Western Gas Marketing Limited et Vermont Gas Systems Inc. sous-tendant les exportations de gaz naturel effectuées en vertu de la licence GL-172, et le changement du nom du titulaire sur la licence, de Western Gas Marketing à TCE. En vertu de la licence GL-172, du gaz naturel est exporté via Philipsburg (Québec) à Vermont Gas Systems Inc.

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 pipelinières courantes ou la construction de pipelines dont la longueur n'excède pas 40 kilomètres. Voir l'annexe I pour obtenir une description des demandes approuvées.

Questions à l'étude

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^{er} avril 2000.

3. Canadian National Resources Limited (CNRL) - gazoduc de Ladyfern (dossier 3400-C298-11)

Le 20 juillet, CNRL a déposé une demande visant l'approbation de construire son projet de gazoduc Ladyfern. Le gazoduc Ladyfern consisterait en une canalisation nouvelle d'environ 11,8 kilomètres (7.4 milles) de longueur de 508 millimètres (20 pouces) qui serait aménagée parallèlement au gazoduc Ladyfern construit récemment. Le tracé du gazoduc débute à la coordonnée d-87-H/94-H1, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, et se dirige généralement vers l'est pour rejoindre l'actuelle station de comptage Owl Lake South de TransCanada PipeLines Limited, située dans le nord-ouest de l'Alberta. Le coût du gazoduc est estimé à 6 millions de dollars et la mise en service est prévue pour le 15 mars 2002.

4. Paramount Transmission Ltd. (Paramount) - projet de pipelines transfrontaliers de Cameron Hills (dossier 3400-P097-1)

Le 29 juin, Paramount a demandé l'autorisation de 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 seraient construits dans la même tranchée et s'étendraient 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 et la mise en service est prévue pour avril 2002.

5. 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. Le 10 septembre, a envoyé une lettre à Pouce Coupé lui demandant une mise à jour concernant la demande.

6. 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 13 août, l'Office a invité les parties intéressées à lui fournir des commentaires sur ce qui suit : i) la nécessité d'une telle conférence, ii) l'opportunité d'une telle conférence en ce moment, et iii) les questions qui devraient y être abordées.

Le 11 septembre, l'Office a décidé de convoquer 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. L'Office annoncera à une date ultérieure la date et le lieu de la conférence.

Question relative au transport, aux droits et aux tarifs

Question réglée

1. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - rapports du Groupe de travail sur les droits de 2001 (4775-T001-1/01-06)

L'Office a approuvé la résolution suivante du Groupe de travail sur les droits de 2001 :

No de la résolution	Date d'approbation	Subject
07.2001	26 octobre	Accès au réseau et file d'attente

Questions Pionnières

1. *Pétrolière Impériale Ressources Limitée* a reçu une approbation, le 2 octobre, concernant le « Rapport de cessation d'un puits », conformément à l'article 184 du *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*, pour les puits suivants :

IMP Norman Wells 0-19X,

IMP Norman Wells M-19X,

IMP Norman Wells N-18X; et

IMP Norman Wells 0-16X.

2. *Paramount Resources Ltd.* a reçu une approbation, le 22 octobre, concernant le « Rapport de cessation d'un puits », conformément à l'article 184 du *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*, pour les puits Para et al Fort Liard N-01.

3. *Paramount Resources Ltd.* a reçu une approbation, le 23 octobre, concernant le « Rapport de cessation d'un puits », conformément à l'article 184 du *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*, pour les puits Para et al Mount Coty I-02.

4. *Pétrolière Impériale Ressources Limitée* a été informée, le 25 octobre, que l'utilisation de drains de merlon remplit les exigences de l'alinéa 44b) du *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*.

5. *Opérations géologiques, géophysiques ou géotechniques* : aucune demande n'a été approuvée au terme du paragraphe 5 de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* : ci-dessous est une correction à une demande approuvée au mois de septembre :

Société	Région	Id. de la zone d'exploitation	Date
EOG Resources	Sahtu	9237-E35-001E	21September

Appels et révisions

Appel complété

1. *Première nation des Chipewyan d'Athabasca, British Columbia Wildlife Federation et la Steelhead Society of British Columbia (appelants) c. British Columbia Hydro and Power Authority (BC Hydro)*

Le 26 septembre, l'Office, suivant les instructions de la Cour d'appel fédérale, a passé en revue la preuve déposée par BC Hydro et les arguments de toutes les parties et a décidé de délivrer des permis d'exportation à BC Hydro.

Les appelants avaient demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'interjeter appel d'une décision de l'Office, datée du 6 janvier 1999, visant à délivrer à BC Hydro un permis d'exportation qui l'autorisait à contracter des arrangements aux fins de l'exportation d'électricité. La Cour a entendu les demandes les 14 et 15 février.

Le 14 mars, la Cour a conclu que la décision de l'Office n'était pas raisonnable et elle a accueilli l'appel. La Cour a ordonné que les appelants et BC Hydro, en consultation avec l'Office, conviennent d'une formule de règlement, faute de quoi l'une ou l'autre des parties pourra demander à la Cour de résoudre le litige. Si les parties, dans les 60 jours suivant le prononcé des motifs le 14 mars, n'ont pas soumis une formule de règlement convenue ni déposé une demande pour la résolution du litige, la Cour prononcera un jugement qui annule les permis et renvoie l'affaire à l'Office pour qu'il réexamine la question après avoir reçu de BC Hydro, et étudié, des renseignements pertinents sur les

changements du point de vue de l'exploitation de ses installations qui seront occasionnés par la délivrance des permis sollicités et les effets environnementaux négatifs, s'il en est, que ces changements entraîneront.

Appel en instance

2. *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.

Révision réglée

1. *Premières nations de Saulneau - installations Kwoen de Westcoast Energy Inc. (WEI) (3400-W005-265)*

Le 5 octobre, l'Office, après avoir passé en revue les soumissions de toutes les parties intéressées, a décidé de rejeter la demande d'examen déposée au nom des Premières nations de Saulneau.

Le 22 août, les Premières nations de Saulneau ont demandé à l'Office de réviser l'ordonnance XG-W005-22-2001 et de surseoir à cette ordonnance, par laquelle l'Office a autorisé WEI à construire les installations Kwoen. 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 dégacidification; (iii) d'un gazoduc de réinjection

de gaz acide de 10 kilomètres (6,2 milles); et (iv) de modifications à un puits de refoulement.

Les motifs des Premières nations de Sauteau pour la révision et le sursis sont les suivants : (i) erreurs de droit ou de compétence; (ii) évolution des circonstances depuis la fin de l'instance tenue à l'origine : défaut de l'avocat précédent de comparaître devant l'Office et comparution ultérieure du nouvel avocat; (iii) faits non versés en preuve dans l'instance tenue à l'origine; et (iv) nature du préjudice qui résultera de l'ordonnance.

Le 24 août, l'Office avait décidé d'établir un processus pour examiner les soumissions des parties par rapport à la demande. Plus précisément, l'Office avait sollicité des soumissions sur la question de savoir si un doute a été soulevé quant au bien-fondé de l'ordonnance ou de la décision de l'Office et si un sursis devrait être accordé.

Révisions en instance

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

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.

L'Office a ordonné à WEI, avant l'établissement d'un processus pour l'examen, de déposer une mise à jour des résultats de son examen des autres options de

réinjection mentionnées dans la lettre de WEI du 19 septembre et ses plans pour les installations Kwoen et les autres projets connexes ou dépendant des installations Kwoen. Après réception et évaluation de l'information qui sera déposée, l'Office établira une procédure pour le processus d'examen.

L'Office a de plus décidé de solliciter les arguments de WEI et d'autres parties intéressées sur la question de savoir si un sursis doit être accordé concernant la construction des installations Kwoen restantes, c'est-à-dire les installations de compression et de traitement. Le 18 octobre, l'Office a décidé de ne pas accorder un sursis pour l'ordonnance XG-W005-22-2001, en attendant l'achèvement de l'examen.

3. *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 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 *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.
TransCanada Pipelines Limited	File: 3400-T001-193 Order: XG-T001-32-2001	Application dated 3 August; approved on 12 October. Assainissement de site aux stations de compression 17 et 209.	461 700
Westcoast Energy Inc.	Dossier : 3400-W005-271-1 Ord. : AO-1-XG-W005-19-2001	Demande datée du 7 septembre; approuvée le 19 octobre. Modifier une ordonnance existante pour changer la portée des activités d'amélioration de la route d'accès à l'usine à gaz de Pine River à un coût supplémentaire de 2,5 millions de dollars.	2 500 000 Coût total : 3,6 millions de dollars

Oléoducs

Demandeur	Dossier/Ordonnance	Demande	Coût est.
Enbridge Pipelines Inc.	Dossier : 3400-E101-37 Ord. : XO-E101-28-2001	Demande datée du août; approuvée le 2 octobre. Agrandir et rénover le bâtiment de maintien du pipeline de Belleville.	169 000
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	Dossier : 3400-T004-72-1 Ord. : AO-1-T004-3-2001	Demande datée du 1er août; approuvée le 2 octobre. En février, l'Office a approuvé six projets (ordonnance XO-T004-3-2001). Dans cette demande, TMPL demande de changer la portée d'un de ces projets.	487 000
Les Pipes-Lines Montréal Limitée	Dossier : 3400-M003-24 Ord. : XO-M003-34-2001	Demande datée du 9 octobre; approuvée le 19 octobre. Installation d'une commande motorisée sur la vanne de sectionnement No 43 sur la Côte-Nord du Saint-Laurent dans Montréal-Est.	60 000

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. NE12-4/2001-10E
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^o de cat. NE12-4/2001-10F
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