



# Activités de réglementation

Ce bulletin des *Activités de réglementation* couvre le mois de septembre 2005

## Évaluation du marché de l'énergie - perspectives à court terme de la production de pétrole brut au Canada jusqu'en 2006

Le 9 septembre 2006, l'Office a publié un rapport d'évaluation du marché de l'énergie intitulé *Perspectives à court terme de la production de pétrole brut au Canada jusqu'en 2006* qui propose une analyse à court terme de l'évolution récente de la situation et des nouveaux enjeux dans l'industrie pétrolière au Canada.

Le rapport, qui présente des perspectives sur dix-huit mois à l'égard des prix, de l'offre et des marchés pour le pétrole brut et les produits pétroliers canadiens, conclut que la production de pétrole au Canada augmente en raison de la robustesse des marchés

pétroliers et des investissements importants dans les sables bitumineux et les gisements au large de Terre-Neuve. Cette production a suscité une forte croissance de l'économie mondiale, et la demande de pétrole brut qui en découle continuera de régir les marchés pétroliers jusqu'à la fin de 2006 en maintenant les prix du pétrole élevés. Des pénuries de produits, des conditions météorologiques défavorables et l'interruption de l'offre de brut continueront vraisemblablement à exercer des pressions à la hausse sur les prix.

## Demandes liées à une audience publique

### Audience en cours

1. *Westcoast Energy Inc. (WEI) - Améliorations du service de transport - RHW-1-2005 (Dossier 4200-W005-18)*

L'Office tient une audience publique par voie de mémoires concernant une demande déposée par WEI pour faire approuver des améliorations du service garanti dans la zone 3 (canalisation principale nord) et

la zone 4 (canalisation principale sud). Selon la demande de Westcoast, depuis quelques années, un nombre croissant de contrats de service garanti dans les zones 3 et 4 n'ont pas été renouvelés. Westcoast est d'avis que la mise en œuvre des améliorations du service garanti offert dans ces zones valorisera le service garanti pour les expéditeurs actuels et éventuels, tout en incitant à la passation de plus nombreux contrats de service garanti.

## Dans ce numéro

### Préface

Ce 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 sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique**

<b>Demandes liées à une audience publique</b> .....	<b>1</b>
<b>Demandes non liées à une audience publique</b> .....	<b>3</b>
<b>Appels</b> .....	<b>6</b>
<b>Modifications aux règlements</b> .....	<b>6</b>
<b>Questions administratives</b> .....	<b>7</b>
<b>Annexe I – Demandes en vertu de l'article 58</b> .....	<b>9</b>
<b>Annexe II – Autres dépôts</b> .....	<b>10</b>
<b>Profil</b> .....	<b>11</b>

## Audiences prévues

### 1. *Chevron Canada Limited (Chevron Canada) et Chevron Standard Limited, Neste Canada Inc. et Chevron Canada Limited (Chevron/Neste) - Destination prioritaire - MH-2-2005 (Dossiers 4755-T099-3 et 4755-T099-4)*

L'Office tiendra une audience publique à compter du 5 décembre 2005 à Calgary pour étudier deux demandes visant à obtenir des ordonnances désignant la raffinerie de Chevron Canada, située à Burnaby (Colombie-Britannique), à titre de destination prioritaire afin que la livraison de pétrole brut et d'isooctane sur le réseau de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. ne soit pas soumise à une répartition de la capacité pipelinière. La première demande a trait à la livraison de pétrole brut par Chevron Canada; la seconde porte sur la livraison d'isooctane par Chevron/Neste.

Chevron Canada sollicite une désignation de destination prioritaire pour que la livraison d'Edmonton à Burnaby de jusqu'à concurrence de 5 500 mètres cubes de pétrole brut par jour ne soit pas assujettie à une répartition de la capacité pipelinière pendant des périodes où les commandes d'expédition seraient autrement soumises à une telle répartition.

Chevron/Neste sollicitent une désignation de destination prioritaire pour que la livraison d'Edmonton à Burnaby de jusqu'à concurrence de 2 400 mètres cubes d'isooctane par jour soit soustraite à toute répartition de la capacité pipelinière pendant des périodes où une telle répartition aurait autrement lieu.

L'Office a tenu une audience publique le 14 septembre 2005 à Calgary, laquelle portait sur un avis de requête daté du 31 août 2005 présenté par Tesoro Canada Supply & Distribution Ltd. Tesoro souhaitait obtenir certaines mesures d'allègement, y compris une ordonnance enjoignant aux demandeurs de répondre à un certain nombre de demandes de renseignements présentées par Tesoro, une révision du calendrier des procédures afin de permettre la communication et la prise en compte des réponses aux demandes de renseignements, ainsi que la suspension des procédures jusqu'à ce que la question de la requête soit réglée.

### 2. *Imperial Oil Resources Ventures Limited (Imperial), Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership, ConocoPhillips (North) Limited, Shell Canada Limitée et ExxonMobil Canada Properties - Projet gazier Mackenzie (Dossiers 3200-J205-1, 2520-C-19-4, 2620-C-19-7, 2620-C-12-7 et 2620-C-20-7)*

Le 24 novembre 2004, l'Office a décidé de tenir une audience publique pour entendre cinq demandes

déposées par Imperial Oil Resources Ventures Limited et d'autres demandeurs concernant le projet gazier Mackenzie dans le Nord canadien. Les promoteurs du projet gazier Mackenzie sont Imperial Oil Resources Ventures Limited, Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline Limited Partnership, Imperial Oil Resources Limited, ConocoPhillips Canada (North) Limited, ExxonMobil Canada Properties et Shell Canada Limitée.

Le 15 septembre 2005, les promoteurs du projet gazier Mackenzie ont informé l'ONÉ et la Commission d'examen conjoint du projet gazier Mackenzie (CEC) que [traduction] « malgré les progrès réalisés, certaines questions clés n'ont pas été résolues. Des ententes sur les avantages et l'accès restent à conclure tandis qu'il n'a pas été convenu d'un cadre fiscal pour le projet avec les gouvernements concernés. Les promoteurs croient justifié de repousser l'échéance pour déterminer s'il est possible de trouver un terrain d'entente sur ces points. Par conséquent, les promoteurs aviseront l'ONÉ et la CEC en novembre 2005 de leurs intentions quant à la tenue d'une audience publiques ».

Le projet gazier Mackenzie comprend un pipeline pour le transport du gaz naturel jusqu'au nord de l'Alberta, un pipeline pour le transport des liquides de gaz naturel jusqu'à Norman Wells (T.N.-O.), trois champs de gaz naturel à terre, un réseau de collecte du gaz produit dans ces trois champs et une installation de traitement dans la région d'Inuvik (T.N.-O.), point de séparation des liquides et du gaz, et d'expédition. Des installations connexes sont prévues, dont des stations de compression et une station de chauffage.

## Demande proposée

### 1. *Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (Terasen) - Doublement d'ancrage TMX (Dossier 3200-T099-1)*

Le 27 septembre 2005, Terasen a déposé un document révisé décrivant une proposition de doublement d'une partie de son réseau d'oléoducs Trans Mountain. Ce projet, le doublement d'ancrage TMX, vise la construction de 158 kilomètres de conduites entre un emplacement à l'ouest de Hinton (Alberta) et un emplacement près de Jackman Hill (Colombie-Britannique). Le doublement d'ancrage TMX proposé comprendrait en outre de nouvelles stations de pompage installées à Wolf (Alberta) et à Chappel (Colombie-Britannique).

Sous réserve des approbations réglementaires, le commencement des travaux de construction de ce doublement est prévu pour la mi-2007 et l'achèvement, pour le troisième trimestre de 2008. Terasen prévoit soumettre des demandes en ce sens à la fin de 2005.

# Demandes non liées à une audience publique

## Questions d'électricité

### Questions à l'étude

1. *ENMAX Energy Marketing Inc. (ENMAX) - Exportation d'électricité (Dossier 6200-E139-2)*

Le 15 juin 2005, ENMAX a sollicité des permis pour exporter jusqu'à 400 mégawatts et 1 000 mégawatts de puissance garantie et interruptible, respectivement, et jusqu'à 3 504 gigawattheures et 8 760 gigawattheures d'énergie garantie et interruptible, respectivement, par année pour une période de 10 ans.

2. *Hydro-Manitoba - Exportation d'électricité (Dossier 6200-M020-17)*

Le 7 avril 2005, Hydro-Manitoba a sollicité des permis pour exporter jusqu'à 3 250 mégawatts de puissance garantie et/ou interruptible et 25 434 gigawattheures d'énergie garantie et/ou interruptible par année pour une période de cinq ans. La demande représente en partie le renouvellement des permis d'exportation EPE-45 et EPE-46 qui viennent à échéance le 31 octobre 2005.

## Questions pionnières

### Questions réglées

1. *Paramount Resources Ltd. - Rapports de cessation de puits*

Le 6 septembre 2005, Paramount a reçu l'approbation, conformément au paragraphe 203(1) du *Règlement concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*, des rapports de cessation des puits Cameron L-47, Cameron D-49, Cameron M-49, Cameron C-16, Cameron H-03, Cameron H-58, Cameron 2F-73, Cameron I-16 et Cameron 2M-73.

2. *Paramount Resources Ltd. - Modifier l'état d'un puits*

Le 22 septembre 2005, Paramount a reçu l'approbation, conformément au *Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada* (RPREPGC), de modifier l'état du puits Fort Liard O-35.

3. *Paramount Resources Ltd. - Modifier l'état d'un puits*

Le 26 septembre 2005, Paramount a reçu l'approbation, conformément au RPREPGC, de modifier l'état du puits Cameron F-19.

## Question de gaz naturel

### Question à l'étude

1. *EnCana Corporation (EnCana) - Remplacement d'une entente de vente de gaz - Licences GL-284 et GL-285 (Dossiers 7200-E112-1-1 et 7200-E112-1-2)*

Le 23 décembre 2004, EnCana a sollicité l'approbation d'une entente de vente de gaz intitulée *Cross-Border Commodity Purchase & Sale Agreement*. Cette entente remplacerait l'entente initiale datée du 1<sup>er</sup> janvier 1994, qui sous-tend les licences d'exportation de gaz naturel GL-284 et GL-285. La quantité de gaz naturel qu'EnCana peut exporter en vertu de ces licences est, respectivement, de 1,6 milliard de mètres cubes et de 1,0 milliard de mètres cubes pendant toute période de 12 mois consécutifs se terminant le 31 octobre. Le 3 février 2005, l'Office a adressé une lettre à EnCana lui demandant des renseignements complémentaires.

## Questions de pipeline

### Questions réglées

1. *Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP) - Modifications à l'ordonnance XG-M124-60-2002 de l'Office (Dossier 3400-M124-14-1)*

Le 27 juillet 2005, M&NP a demandé que soient approuvées des modifications à plusieurs conditions de l'ordonnance XG-M124-60-2002, de façon à permettre à M&NP d'invoquer cette dernière en vue de construire et d'exploiter des groupes compresseurs aux endroits indiqués dans l'ordonnance pour faciliter le transport de gaz naturel liquéfié (GNL) regazéifié pour le compte d'Anadarko Petroleum Corporation à compter de 2008.

Le 22 septembre 2005, l'Office a décidé de modifier uniquement la condition portant sur la date d'échéance de l'ordonnance, laquelle est reportée de trois ans jusqu'au 31 décembre 2008. L'Office a décidé en outre de remettre à plus tard l'étude des modifications proposées pour les autres conditions, c'est-à-dire jusqu'à ce que M&NP ait déposé ses études techniques et hydrauliques, ainsi que les renseignements actualisés relatifs à ces études.

Le 18 novembre 2002, l'Office avait délivré l'ordonnance XG-M124-60-2002 à M&NP, à la suite de l'audience GH-3-2002, qui permettait à M&NP de construire quatre groupes compresseurs qui auraient été nécessaires pour le transport de gaz naturel provenant du projet Deep

Panuke proposé. M&NP a informé l'Office qu'elle avait récemment conclu une entente préalable avec Anadarko Petroleum Corporation pour le transport de 813 000 MBTU de gaz naturel par jour depuis le terminal méthanier proposé de Point Tupper (Nouvelle-Écosse) durant une période d'au moins 20 ans qui commencerait en 2008. M&NP entend déposer une demande aux termes de l'article 52 concernant des installations requises pour répondre aux besoins de transport d'Anadarko. Les nouvelles installations de GNL seront conçues dans l'hypothèse que les autorisations relatives aux installations de compression et aux emplacements visés par l'ordonnance XG-M124-60-2002 resteront en vigueur, ce qui permettra à M&NP de mettre en place les installations de compression requises pour le transport de GNL regazéifié d'Anadarko d'ici le début de 2008.

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

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

## **Questions à l'étude**

### **3. Canadian Natural Resources Limited (CNRL) - Gazoduc Shekilie (Dossier AF-CNR 2005-01)**

Le 29 septembre 2005, CNRL a demandé l'autorisation de construire un pipeline de gaz naturel non corrosif de 9,0 kilomètres de long et 168,3 millimètres de diamètre, qui débiterait à une colonne montante attenante à un emplacement de puits existant de CNRL situé à la coordonnée d-55- H/94-I-16 dans le nord de la Colombie-Britannique et se terminerait en Alberta à un point de raccordement appartenant à la station de comptage proposée par TransCanada PipeLines Limited pour la coordonnée 14-02-114-12 W6M. CNRL propose de construire le gazoduc pendant l'hiver 2005-2006 et de le mettre en service au premier trimestre de 2006. Le coût estimatif du gazoduc est de 2 250 000 \$.

### **4. EnCana Oil & Gas Co. Ltd. pour le compte de EnCana Oil & Gas Partnership (EnCana) - Pipeline Mid-Tupper (Dossier 3400-E126-3)**

Le 12 août 2005, EnCana a sollicité l'autorisation de construire un pipeline de gaz acide et un pipeline de gaz non corrosif qui s'étendront tous deux sur 3,8 kilomètres depuis un carrefour pipelinier d'EnCana situé à la coordonnée d-33-I/93-P-8, en Colombie-Britannique, jusqu'à des points de raccordement appartenant à la station de compression existante d'EnCana située à la coordonnée 15-31-74-13 W6M, en Alberta. EnCana compte entreprendre la construction

des pipelines proposés à l'automne 2005 et les mettre en service au premier trimestre de 2006. Le coût estimatif des pipelines est de 1,6 million de dollars.

### **5. Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (Terasen) - Accroissement de capacité (Dossier 3400-T099-13)**

Dans une demande datée du 12 juillet 2005, modifiée les 2 et 30 septembre 2005, Terasen a demandé l'autorisation de faire passer la capacité du réseau pipelinier Trans Mountain de 35 770 mètres cubes par jour (225 000 barils par jour) à 41 330 mètres cubes par jour (260 000 barils par jour). Le projet consiste à construire 11 stations de pompage ainsi qu'à modifier trois stations de pompage existantes et les organes internes de pompes dans huit stations existantes situées entre Edmonton (Alberta) et Burnaby (Colombie-Britannique). Les travaux de construction sont prévus pour 2006 et la mise en service pour avril 2007. Le coût estimatif du projet s'élève à 198 millions de dollars.

### **6. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Doublement Les Cèdres (Dossier 3400-T001-238)**

Le 28 février 2005, TCPL a demandé l'approbation de construire un doublement de 21,3 kilomètres de long depuis la vanne de canalisation principale 147A, située dans la municipalité de Saint-Télesphore, au Québec, jusqu'à la vanne de canalisation principale 148, dans la municipalité de Les Cèdres, au Québec (doublement Les Cèdres). Le projet de doublement Les Cèdres, jumelé à la capacité des installations existantes du réseau principal, est requis pour le transport par TCPL de la quantité de gaz dont aura besoin la centrale de cogénération actuellement en construction à Bécancour, au Québec. Le coût du projet est estimé à 44,1 millions de dollars et la date proposée de mise en service est le 1<sup>er</sup> novembre 2006.

### **7. TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Doublements Deux Rivières et Stittsville (Dossier 3400-T001-249)**

Le 16 septembre 2005, TCPL a demandé l'autorisation de construire des doublements de 1 064 millimètres (42 pouces) sur une distance de 37,8 kilomètres sur son raccourci North Bay, en deux tronçons et de la façon suivante :

- 18,1 km de VCP 1205 + 11,6 km à VCP 1206 (le « doublement Deux Rivières »)
- 19,7 km de VCP 1216 + 10,3 km à VCP 1217 (le « doublement Stittsville »).

Les installations proposées, conjuguées à la capacité offerte par les installations du réseau principale et par le doublement Les Cèdres proposé dans la demande de TCPL datée du 28 février 2005, seront requises pour

répondre à l'ensemble des besoins de transport prévus pour la canalisation Montréal et le raccourci North Bay pour l'année d'exploitation débutant le 1<sup>er</sup> novembre 2006. TCPL prévoit entreprendre les travaux de construction en juillet 2006. Le coût estimatif des installations proposées est de 99,3 millions de dollars.

## Questions relatives au transport, aux droit et aux tarifs

### Questions réglées

#### 1. *TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Résolutions du Groupe de travail sur les droits de 2005 (Dossier 4775-T001-1-2005, 4775-T001-1-20 et 4775-T001-1-21)*

Les 6 septembre 2005, l'Office a approuvé les résolutions exposées ci-dessous.

N <sup>o</sup> de la résolution	Objet
19.2005	Modification des arrangements concernant les points de réception de rechange (PRR) du service garanti. But - modifier deux aspects des PRR : changer la date de prise d'effet du 1 <sup>er</sup> novembre 2005 au 1 <sup>er</sup> octobre 2005 et modifier les dispositions relatives au combustible pour qu'un expéditeur puisse fournir du gaz combustible à tous les points de réception énoncés dans le contrat de service garanti de l'expéditeur et/ou à tout point de réception de rechange valide selon le contrat de l'expéditeur.
20.2005	Modification du mécanisme d'atténuation du risque pour le service garanti (MAR-SG). But - prolonger le projet pilote de MAR-SG pendant une période d'un an commençant le 1 <sup>er</sup> novembre 2005 et se terminant le 31 octobre 2006. TCPL a également demandé que soit modifié le barème des droits provisoires pour donner effet au prolongement.

### Questions à l'étude

#### 2. *Centra Transmission Holdings Inc. (Centra) - Droits provisoires (Dossier 4200-C293-1)*

Le 6 septembre 2005, Centra a demandé l'approbation de droits provisoires jusqu'à ce que l'Office ait terminé son examen de la demande présentée par Centra en date du 5 août 2005 en vue de l'établissement de droits définitifs entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2005.

Le 9 septembre 2005, l'Office a décidé que les droits déjà établis, ceux en vigueur le 31 juillet 2005, demeureront provisoires à compter du 1<sup>er</sup> septembre

2005. L'Office a sollicité des commentaires auprès des parties au sujet de la demande de droits définitifs entrant en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2005.

#### 3. *TransCanada PipeLines Limited (TCPL) - Résolution du Groupe de travail sur les droits de 2005 (Dossier 4775-T001-1-19)*

Les 26 juillet 2005, TCPL a sollicité l'approbation de la résolution exposée ci-dessous.

N <sup>o</sup> de la résolution	Objet
16.2005	Contrats avec Great Lakes Gas Transmission. But - établir un sous-comité pour discuter du renouvellement en novembre 2006 des contrats de transport de gaz de TCPL débutant le 1 <sup>er</sup> novembre 2006 avec Great Lakes Gas Transmission.

#### 4. *Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI) - Droits de 2005 (Dossier 4200-T002-12)*

Le 1<sup>er</sup> mars 2005, PTNI a sollicité l'approbation des droits définitifs de 2005 avec effet le 1<sup>er</sup> janvier 2005. PTNI a déclaré que ses besoins en produits tirés du transport passeront à approximativement 60,2 millions de dollars, comparativement aux 35,9 millions de dollars qui avaient été calculés en 2004. En 2005, les droits diminueront en moyenne de 0,6 % par rapport à ceux qui avaient été approuvés pour 2004.

Le 9 mars 2005, l'Office a approuvé une demande de PTNI datée du 7 mars 2005 visant à obtenir l'autorisation de continuer à exiger les droits provisoires approuvés par l'ordonnance TOI-4-2005 jusqu'à ce que l'Office approuve les droits définitifs de 2005.

Le 17 mars 2005, l'Office a sollicité les commentaires des parties intéressées par la demande. Le 31 mars 2005, Ultramar Ltd. a déposé des commentaires suivant lesquels l'entreprise a fait savoir qu'elle demeurerait d'avis que le dépassement de coûts lié au projet d'accroissement de capacité et d'inversion du sens de l'écoulement (Motifs de décision OH-1-2003) est inacceptable et qu'un examen plus détaillé de la demande de PTNI est nécessaire.

Le 14 juillet 2005, Ultramar a informé l'Office que les parties poursuivirent leur discussion concernant la demande.

#### 5. *Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) - Droits de 2005 (Dossier ATT-A-TQM 016)*

Le 23 septembre 2005, TQM a demandé l'approbation des droits définitifs pour l'année 2005. Le 24 décembre 2004, l'Office avait approuvé des droits provisoires devant prendre effet le 1<sup>er</sup> janvier 2005. TQM demande l'approbation de besoins en revenus de 86 481 000 \$.

# Appels

## Appels à l'étude

### 1. *Sumas Energy 2, Inc. (SE2) - Requête en autorisation d'appel de la décision de l'Office*

SE2 a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'en appeler de la décision qu'a rendue l'Office le 4 mars 2004 dans laquelle il a rejeté une demande de SE2 visant la construction de la partie canadienne d'une ligne internationale de transport d'électricité de 8,5 kilomètres, qui se serait étendue de la frontière canado-américaine près de Sumas (Washington) jusqu'à une sous-station de BC Hydro située à Abbotsford (Colombie-Britannique). Le 16 juillet 2004, la Cour a accordé la demande de SE2 d'en appeler de la décision de l'Office.

L'appel sera étudié à compter du 7 novembre 2005 à Vancouver.

### 2. *Flint Hill Resources - Requête en autorisation d'appel - RH-1-2005*

Flint Hill Resources a demandé à la Cour d'appel fédérale l'autorisation d'en appeler de la décision, rendue par l'Office en date du 28 avril 2005, d'approuver deux demandes d'Enbridge Pipelines Inc. visant la collecte, à même les droits pipeliniers qu'elle perçoit au Canada, de 20 millions de dollars (US) par année pendant cinq ans relativement à l'extension du service sur le pipeline Spearhead, qui va de Chicago (Illinois) à Cushing (Oklahoma), et à une initiative de Mobil Pipe Line Company en vue de l'inversion du sens de l'écoulement d'un pipeline lui appartenant et qui s'étend de Patoka (Illinois) à Corsicana (Texas).

Flint Hill Resources a également déposé un avis de requête auprès de la Cour afin d'obtenir qu'un délai de 30 jours lui soit accordé après la diffusion des Motifs de décision de l'Office concernant l'instance RH-1-2005 pour demander une autorisation d'appel en invoquant des motifs supplémentaires.

## Modifications aux règlements

### Initiatives de réglementation prises en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie

#### 1. *Modifications proposées au Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres (RPT-99) et au Règlement de l'Office national de l'énergie sur les usines de traitement (RUT)*

L'Office entend modifier les règlements mentionnés en rubrique pour y incorporer des dispositions exigeant que les sociétés conçoivent et mettent en œuvre un programme de gestion de la sûreté de leurs pipelines.

Comme mesure provisoire, dans l'attente de la promulgation de modifications aux règlements, l'Office a transmis aux sociétés un avis de projet de modification réglementaire (APMR), qui décrit les changements qu'il propose d'apporter aux règlements. Une fois qu'il aura reçu les commentaires de toutes les parties concernant l'APMR, l'Office publiera un projet de modification réglementaire. Ce dernier énoncera de façon provisoire les attentes de l'Office au chapitre de la gestion de la sûreté des pipelines, jusqu'à ce que les changements voulus concernant la sûreté soient apportés dans le RPT-99 ou le RUT.

#### 2. *Renseignements à fournir par les demandeurs pour l'importation de gaz naturel liquéfié (GNL)*

Le 20 septembre 2005, l'Office a diffusé la version finale du complément d'information relatif aux exigences du *Guide de dépôt* d'avril 2004 et du *Règlement de l'Office national de l'énergie concernant le gaz et le pétrole* (partie VI de la Loi) concernant l'importation de GNL.

#### 3. *Règlement sur le recouvrement des frais - Électricité - Examen (Dossier 175-A000-72-2)*

Suivant une demande que certaines parties prenantes lui ont transmise, l'Office a décidé d'entreprendre un examen du *Règlement sur le recouvrement des frais de l'Office national de l'énergie* en ce qui concerne la répartition des frais auprès des sociétés d'électricité. Comme partie de l'examen, l'Office a tenu des ateliers le 9 décembre 2004 à Calgary et le 2 juin 2005 à Montréal.

Le 21 juillet 2005, l'Office a rendu public un rapport de Chymko Consulting Ltd. intitulé *Electricity Cost Recovery Alternatives*. L'Office a retenu les services de Chymko à titre de consultant en matière de recouvrement des frais pour l'examen du règlement sur le recouvrement des frais. Chymko a été mandaté pour étudier les méthodes que pratiquent les organismes de réglementation d'autres pays et d'autres provinces

canadiennes pour recouvrer leurs frais auprès du secteur de l'électricité, et de produire un rapport en conséquence. Le 4 août 2005, l'Office a publié le compte rendu de l'atelier de juin 2005

#### **4. Règlement sur la prévention des dommages de l'Office national de l'énergie**

Le 7 février 2005, l'Office a avisé les parties intéressées qu'il a achevé la première étape d'élaboration du règlement mentionné en rubrique. Le règlement a été soumis au ministère de la Justice pour les besoins de l'analyse qui doit précéder sa publication préalable dans la *Gazette du Canada*, Partie 1. L'ébauche du règlement, datée d'octobre 2004, est disponible sur le site Web de l'Office sous *Lois et règlements*.

### **Initiatives de réglementation prises en vertu de la Loi sur les opérations pétrolières au Canada**

#### **5. Règlement sur le forage et la production axé sur les buts (RFP)**

Le 11 avril 2005, l'Office, au nom de plusieurs autres organismes fédéraux et provinciaux, a sollicité les commentaires des parties intéressées sur une ébauche du RFP.

Le projet de RFP est une initiative de l'Office, de Ressources naturelles Canada, de la province de Terre-Neuve-et-du-Labrador, de la province de la Nouvelle-Écosse, de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et d'Affaires

indiennes et du Nord Canada. Ces organismes ont tous, à des degrés divers, une responsabilité directe en matière de réglementation des sociétés engagées dans des activités de forage et de production de gaz et de pétrole dans les régions pionnières du Canada (c.-à-d. les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et les régions extracôtières), y compris celles régies par les lois relatives aux accords sur les ressources extracôtières.

L'intention des instigateurs du projet est de faire en sorte que le RFP entre en vigueur vers la fin de 2006. Ce règlement prend appui sur l'ébauche de règlement sur le forage et la production élaborée dans le cadre d'un projet datant de 2000; toutefois, par un concours de circonstances, le projet initial a été retardé et le règlement n'a pu entrer en vigueur.

#### **6. Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières au Canada et notes d'orientation**

Pour obtenir plus de précisions à ce sujet, prière de vous reporter au point 4 de la rubrique *Modifications aux règlements*, dans le numéro de mai 2001 des *Activités de réglementation*.

#### **7. Le Règlement sur les études géophysiques liées à la recherche du pétrole et du gaz au Canada**

Pour obtenir plus de précisions à ce sujet, prière de vous reporter au point 6 de la rubrique *Modifications aux règlements*, dans le numéro d'octobre 2004 des *Activités de réglementation*.

## **Questions administratives**

### **Évaluations du marché de l'énergie (ÉME) prévues, 2005-2006**

#### **1. Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006**

Cette ÉME permettra d'étudier l'offre, la demande, l'inventaire, les prix, etc., du gaz naturel et des liquides de gaz naturel depuis 2000 et examinera les perspectives jusqu'en 2006. Le rapport devrait être publié en octobre 2005.

#### **2. Productivité à court terme de gaz naturel au Canada, 2005-2007**

Cette ÉME examinera les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel au Canada et présentera les perspectives de productivité d'ici à 2007. Les tendances concernant les activités de l'industrie et les caractéristiques de production des puits de gaz sont au nombre des facteurs examinés. Le rapport devrait être publié en octobre 2005.

#### **3. Utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité : enjeux et conséquences**

Cette ÉME étudiera le segment du marché du gaz naturel nord-américain connaissant la croissance la plus rapide, en s'attardant principalement au Canada. Il donnera les perspectives d'avenir quant à la demande et aux enjeux et conséquences connexes en matière de services de transport, d'entreposage et de prix du gaz. Le rapport devrait être publié en décembre 2005.

#### **4. Ressources en gaz naturel classique de la Colombie-Britannique : évaluation du potentiel ultime**

L'ONÉ et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique évalueront le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de la Colombie-Britannique. Le rapport devrait être publié en janvier 2006.

## 5. Sources d'énergie renouvelables et de remplacement

Cette ÉMÉ traitera de technologies de production d'énergie renouvelable et de remplacement. Les Canadiens font preuve d'un intérêt grandissant envers ces technologies, par exemple la pile à combustible, la photopile, l'éolien, la biomasse, les petites centrales hydroélectriques et les techniques non polluantes

d'utilisation du charbon, qui pourraient réellement servir de sources d'énergie d'appoint. Les programmes de réduction de la demande (ou de réaction de la demande) pourraient également être considérés comme une source d'énergie. Le rapport devrait être publié en février 2006.

## Instructions relatives au dépôt de documents

### Correspondance

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

### Demandes et autres dépôts - nombre de copies à déposer

Vous pouvez soumettre votre demande ou d'autres dépôts à l'Office de deux façons :

1. Par voie électronique : utiliser l'option *Déposer un document* dans notre site Web et faire parvenir une (1) copie de vos documents par la poste (voir l'adresse ci-dessus) ou par télécopieur; ou
2. envoyer vingt-cinq (25) copies de vos documents par la poste.

### Renseignements complémentaires sur les dépôts

Types de documents pouvant être déposés par voie électronique et création de documents PDF : voir le *Guide du dépôt électronique à l'intention des déposants* ([http://www.neb-one.gc.ca/efile/guide\\_f.pdf](http://www.neb-one.gc.ca/efile/guide_f.pdf)).

Demandes de participation à une audience par voie de formulaires électroniques : voir *Déposer un document* ([http://www.neb-one.gc.ca/efile/index\\_f.htm](http://www.neb-one.gc.ca/efile/index_f.htm)).

Autres façons de déposer vos documents et assistance aux particuliers qui considèrent que le dépôt de nombreuses copies constitue un lourd fardeau financier : voir *Si vous ne pouvez pas déposer vos documents par voie électronique - Marche à suivre pour envoyer des copies papier* ([http://www.neb-one.gc.ca/efile/forms/paper\\_f.htm](http://www.neb-one.gc.ca/efile/forms/paper_f.htm)).

## Numéros pour communication avec l'Office

### Renseignements généraux :

Téléphones : (403) 292-4800  
Sans frais 1-800-899-1265

### Télécopieurs :

(403) 292-5503  
Sans frais 1-877-288-8803

### Bureau des publications :

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

### Site Web:

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

### Numéros de téléphone :

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

# Annexe I

## Demandes présentées en vertu de l'article 58

### Gazoducs

<i>Demandeur</i>	<i>Dossier/Ordonnance</i>	<i>Demande</i>	<i>Coût est.</i>
EnCana Oil & Gas Partnership	Dossier : 3400-E126-2 Ord. : XG-E126-36-2005	Demande datée du 11 juillet 2005; approuvée le 22 septembre 2005. Construire un doublement de 5.4 kilomètres du pipeline Tupper South qui traverse la frontière Colombie Britannique-Alberta.	2 000 000
Westcoast Energy Inc.	Dossier : 3400-W005-352 Ord. : XG-W005-33-2005	Demande datée du 2 juin 2005; approuvée le 1 <sup>er</sup> septembre 2005. Remettre en service la station auxiliaire Monias, en Colombie-Britannique.	3 575 000
	Dossier : 3400-W005-354 Ord. : XG-W005-34-2005	Demande datée du 27 juin 2005; approuvée le 19 septembre 2005. Mettre hors service 11.2 kilomètres du pipeline Murray River et 4.8 kilomètres du pipeline Sukunka.	268 000
	Dossier : 3400-W005-355 Ord. : XG-W005-35-2005	Demande datée du 15 août 2005; approuvée le 21 septembre 2005. Remettre en service une partie du pipeline Beg entre la borne kilométrique 0,0 et la borne kilométrique 5,36 au nord-ouest de Fort St. John, en Colombie Britannique.	600 000

### Oléoducs

<i>Demandeur</i>	<i>Dossier/Ordonnance</i>	<i>Demande</i>	<i>Coût est.</i>
Pipe-lines Montréal Ltée	Dossier : 3400-M003-30 Ord. : XO-M003-13-2005	Demande datée du 26 juillet 2005; approuvée le 30 septembre 2005. Mettre hors service un pipeline de dérivation qui traverse la rivière Richelieu, au Québec.	14 888

## Annexe II

### Autres dépôts

<i>Company</i>	<i>Date</i>	<i>Filing</i>
TransCanada Pipelines Limited	12 septembre	Dossier TCP-2005-02 - Avis d'activités d'exploitation et d'entretien - Assainissement de certains sols contaminés par des biphényles-polychlorés au canal retiré qui se déverse dans le ruisseau Hamilton à la station de compression 92.
Westcoast Energy Inc.	13 septembre	Dossier 3400-W005-315-2 - Remplacer les compteurs du pipeline d'injection Goodrich.
Westcoast Energy Inc.	13 septembre	Dossier 3400-W005-356 - Remplacer les compteurs du pipeline d'injection Kwoen.
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	13 septembre	Dossier 4775-T099 - Dépôt du Tarif de pétrole n <sup>o</sup> 58 et du Tarif de pétrole raffiné RP 26.
Wascana Pipeline	14 septembre	Dossier 4775-P102-1-1 - Dépôt du Tarif de pétrole n <sup>o</sup> 7.9.
Cochin Pipe Lines Ltd.	15 septembre	Dossier CPL 2005/01 - Avis d'activités d'exploitation et d'entretien - Remplacer une section de 37 mètres de pipeline dans le ruisseau Astotin près de Fort Saskatchewan, en Alberta.
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	15 septembre	Dossier 6200-D064-1-1 - Demande de révocation des permis d'exportation d'électricité EPE-135 et EPE-136.
Duke Energy Gas Transmission	16 septembre	Dossier AF-CC-DEG-2005-001 - 806026 Alberta Ltd., changement de nom à DEGT Midstream Management Corporation.
Alliance Pipeline Ltd.	16 septembre	Dossier AF-NSA-ALL-2004/AR - Projets d'immobilisation en vertu de l'ordonnance de simplification XG/XO-100-2002 pour l'année 2004.
Westcoast Energy Inc.	20 septembre	Dossier 4775-W005-1-1 - Modifications aux conditions générales du Tarif pipelinier, Article 1 (Définitions) et Article 4 (Avis aux expéditeurs, commandes, autorisation de service et livraisons de gaz) en vigueur le 22 septembre 2005.
Souris Valley Pipeline Limited	22 septembre	Dossier 3400-S161-3 - Demande de mise en service de la station de comptage Midale.
Foothills Pipe Lines Ltd.	26 septembre	Dossier 4775-F006 - Modifications au service interruptible et au service de transport garanti à court terme dans la zone 9 et modifications conséquentes au Tarif en vigueur le 1 <sup>er</sup> novembre 2005.
Westcoast Energy Inc.	28 septembre	Dossier 4775-W005-1-1 - Cadre de réglementation assouplie, modification des barèmes de droits de transport en vigueur le 1 <sup>er</sup> octobre 2005.
Express Pipeline Ltd.	30 septembre	Dossier ATT-TTC-EPL 01- Dépôt du tarif de l'ONÉ n <sup>o</sup> 63 en vigueur le 1 <sup>er</sup> octobre 2005.
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	30 septembre	Dossier 3400-T099-13 - Modifications à la demande d'accroissement de capacité datée du 12 juillet 2005.

## 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 de compétence fédérale.

Outre ses fonctions de réglementation, l'Office est 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, Ressources humaines et Développement des compétences 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*.

©Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2005  
représentée par l'Office national de l'énergie

N<sup>o</sup> de cat. NE12-4/2005-09F  
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  
Téléphone sans frais : 1-800-899-1265  
Télécopieur : (403) 292-5503  
Télécopieur sans frais : 1-877-288-8803

©Her Majesty the Queen in Right of Canada 2005 as  
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE12-4/2005-09E  
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  
Telephone toll free: 1-800-899-1265  
Telecopier: (403) 292-5503  
Telecopier toll free : 1-877-288-8803