



**TRANSCANADA CORPORATION**

**NOTICE ANNUELLE**

**Le 7 mars 2005**

## TABLE DES MATIÈRES

<p>TABLE DES MATIÈRES . . . . . i</p> <p>PRÉSENTATION DE L'INFORMATION . . . . . ii</p> <p>INFORMATION PROSPECTIVE . . . . . ii</p> <p>RENSEIGNEMENTS DE RÉFÉRENCE . . . . . ii</p> <p>TRANSCANADA CORPORATION . . . . . 1</p> <p style="padding-left: 20px;">Structure générale . . . . . 1</p> <p style="padding-left: 20px;">Principales filiales . . . . . 1</p> <p>DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ . . . . . 2</p> <p style="padding-left: 20px;">Faits nouveaux dans les activités de transport du gaz . . . . . 2</p> <p style="padding-left: 20px;">Faits nouveaux dans les activités liées à l'électricité . . . . . 3</p> <p style="padding-left: 20px;">Évolution récente . . . . . 5</p> <p>ACTIVITÉS DE TRANSCANADA . . . . . 5</p> <p style="padding-left: 20px;">Activités de transport du gaz . . . . . 6</p> <p style="padding-left: 40px;">Transport de gaz . . . . . 6</p> <p style="padding-left: 60px;">Gazoducs détenus en propriété exclusive . . . . . 7</p> <p style="padding-left: 60px;">Autre transport de gaz . . . . . 12</p> <p style="padding-left: 60px;">Réglementation des pipelines nord-américains . . . . . 14</p> <p style="padding-left: 60px;">Concurrence dans le transport du gaz . . . . . 15</p> <p style="padding-left: 60px;">Recherche et développement . . . . . 15</p> <p style="padding-left: 20px;">Électricité . . . . . 15</p> <p style="padding-left: 40px;">S.E.C. TransCanada Électricité . . . . . 17</p> <p style="padding-left: 40px;">Autres activités liées à l'électricité . . . . . 17</p> <p style="padding-left: 60px;">Rendement des activités liées à l'électricité . . . . . 18</p> <p style="padding-left: 60px;">Réglementation de l'électricité . . . . . 18</p> <p style="padding-left: 60px;">Concurrence dans l'électricité . . . . . 19</p> <p style="padding-left: 20px;">Autres participations . . . . . 19</p>	<p style="padding-left: 40px;">Cancarb Limited . . . . . 19</p> <p style="padding-left: 40px;">TransCanada Turbines . . . . . 19</p> <p style="padding-left: 40px;">TransCanada Calibrations . . . . . 20</p> <p style="padding-left: 60px;">Activités abandonnées . . . . . 20</p> <p>SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT . . . . . 20</p> <p style="padding-left: 20px;">Environnement . . . . . 20</p> <p>POURSUITES JUDICIAIRES . . . . . 21</p> <p>AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES . . . . . 21</p> <p>EXPERTS INTÉRESSÉS . . . . . 21</p> <p>FACTEURS DE RISQUE . . . . . 21</p> <p>DIVIDENDES . . . . . 23</p> <p>DESCRIPTION DE LA COMPOSITION DU CAPITAL . . . . . 23</p> <p>NOTATION . . . . . 24</p> <p>MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES . . . . . 26</p> <p>ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS . . . . . 26</p> <p style="padding-left: 20px;">Administrateurs . . . . . 26</p> <p style="padding-left: 20px;">Dirigeants . . . . . 28</p> <p>GOUVERNANCE D'ENTREPRISE . . . . . 30</p> <p style="padding-left: 20px;">Comité de vérification . . . . . 30</p> <p style="padding-left: 20px;">Autres comités du conseil . . . . . 32</p> <p style="padding-left: 20px;">Conflits d'intérêts . . . . . 33</p> <p>RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES . . . . . 33</p> <p>GLOSSAIRE . . . . . 34</p> <p>ANNEXE A . . . . . 36</p> <p style="padding-left: 20px;">Taux de change du dollar canadien . . . . . 36</p> <p style="padding-left: 20px;">Tableau de conversion métrique . . . . . 36</p> <p>ANNEXE B . . . . . 37</p>
---	--

## PRÉSENTATION DE L'INFORMATION

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle (la « *notice annuelle* ») sont donnés en date du 31 décembre 2004 ou pour l'exercice terminé à cette date (la « *fin de l'exercice* »). Sauf indication contraire, les montants sont exprimés en dollars canadiens. L'information financière est présentée conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

La présente notice annuelle donne des renseignements importants au sujet de l'entreprise et des activités de TransCanada Corporation (« *TransCanada* »). Le rapport de gestion de TransCanada daté du 1<sup>er</sup> mars 2005 (le « *rapport de gestion* ») et les états financiers consolidés vérifiés de TransCanada sont intégrés par renvoi à la présente notice annuelle et figurent dans le rapport annuel de TransCanada aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 (le « *rapport annuel* ») qui peut être obtenu sur SEDAR à l'adresse suivante : [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

À moins que le contexte ne s'y oppose, tout renvoi dans la présente notice annuelle à « TransCanada » inclut les filiales de TransCanada par l'entremise desquelles ses diverses opérations commerciales sont menées. En particulier, « TransCanada » comprend les renvois à TransCanada PipeLines Limited (« *TCPL* »). Dans le cas de renvois à TransCanada à l'égard de mesures prises avant son plan d'arrangement 2003 avec TCPL, décrit ci-dessous à la rubrique « TransCanada Corporation — Structure générale », ces mesures ont été prises par TCPL ou par ses filiales. L'expression « filiale », lorsqu'employée dans la présente notice annuelle, désigne les filiales détenues en propriété exclusive directe et indirecte de TransCanada ou de TCPL, selon le cas.

Les tendances ayant une incidence sur les activités de transport de gaz et d'électricité de TransCanada sont abordées dans le rapport de gestion aux rubriques « Transport de gaz » (aux sous-rubriques « Occasions et faits nouveaux », « Faits nouveaux en matière de réglementation » et « Risques d'entreprise ») et « Électricité » (aux sous-rubriques « Occasions et faits nouveaux » et « Risques d'entreprise »).

## INFORMATION PROSPECTIVE

La présente notice annuelle, les documents qui y sont intégrés par renvoi et les autres rapports et dépôts effectués auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières comprennent des informations prospectives. Toutes les informations prospectives se fondent sur les opinions de TransCanada ainsi que sur les hypothèses fondées sur l'information dont elle disposait au moment où les hypothèses ont été formulées. Les informations prospectives concernent, entre autres, le rendement financier prévu, les perspectives commerciales, les stratégies, l'évolution du cadre réglementaire, les nouveaux services, les forces du marché, les engagements et les progrès technologiques. Une grande partie de cette information figure également dans le rapport de gestion. De par sa nature, cette information prospective est présentée sous réserve de divers risques et incertitudes, notamment ceux qui sont analysés aux présentes, qui pourraient faire en sorte que les résultats et activités réels de TransCanada diffèrent considérablement des résultats prévus ou des autres attentes dont il est fait mention dans ces documents. Le lecteur est mis en garde de ne pas accorder une importance démesurée à cette information prospective, laquelle est donnée à la date mentionnée dans la présente notice annuelle ou autrement, et TransCanada ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser de l'information prospective, que ce soit par suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou autrement.

## RENSEIGNEMENTS DE RÉFÉRENCE

Pour ce qui est des renseignements de référence mentionnés ci-après, se reporter à l'annexe A.

- Taux de change du dollar canadien
- Tableau de conversion métrique

## TRANSCANADA CORPORATION

### Structure générale

Le siège social de TransCanada et son principal établissement sont situés au 450 - 1<sup>st</sup> Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1.

TransCanada a été constituée aux termes des dispositions de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* le 25 février 2003 dans le cadre d'un plan d'arrangement visant à faire de TransCanada la société mère de TCPL. L'arrangement a été approuvé par les porteurs d'actions ordinaires de TCPL le 25 avril 2003 et, à la suite de l'approbation du tribunal et du dépôt des clauses d'arrangement, l'arrangement est entré en vigueur à compter du 15 mai 2003. Dans le cadre de l'arrangement, les porteurs d'actions ordinaires de TCPL ont échangé chacune de leurs actions ordinaires de TCPL contre une action ordinaire de TransCanada. Les titres d'emprunt et les actions privilégiées de TCPL continuent d'être des obligations et des titres de TCPL. TCPL continue de détenir les actifs qu'elle détenait avant l'arrangement et continue d'exercer ses activités à titre de principale filiale d'exploitation du groupe d'entités de TransCanada. TransCanada ne détient aucun actif directement autre que les actions ordinaires de TCPL.

TransCanada est une société canadienne ouverte. Les dates et événements d'importance sont indiqués ci-dessous.

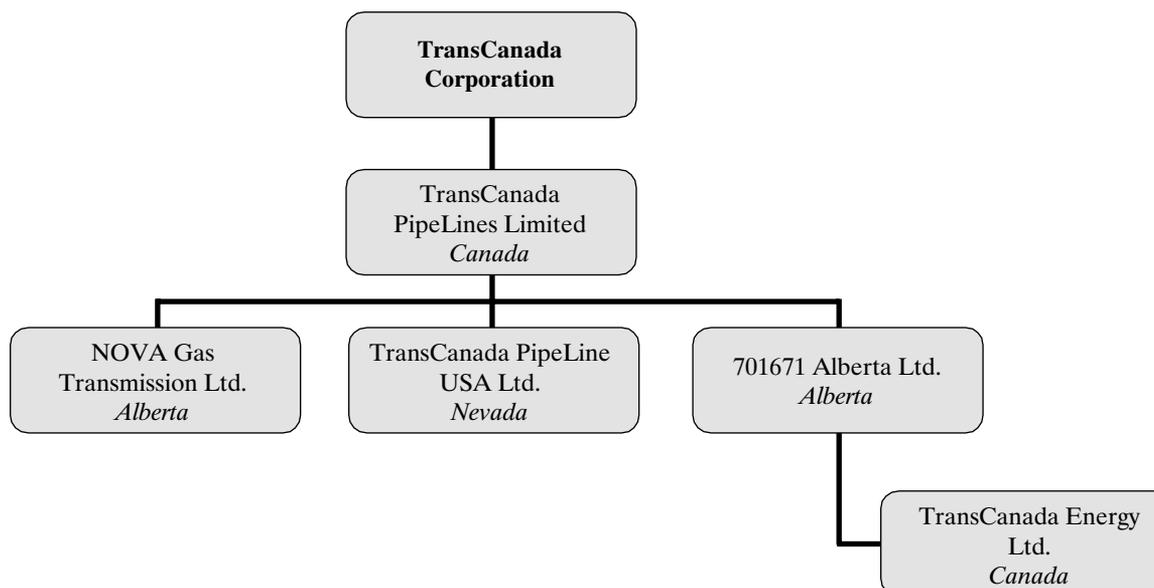
<u>Date</u>	<u>Événement</u>
Le 25 février 2003	TransCanada est constituée aux termes de la <i>Loi canadienne sur les sociétés par actions</i> .
Le 15 mai 2003	Émission du certificat d'arrangement.

Les dates et événements importants visant TCPL sont énoncés dans la notice annuelle de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, datée du 7 mars 2005.

TransCanada n'emploie directement aucun employé ou entrepreneur. À la fin de l'exercice, la principale filiale d'exploitation de TransCanada, TCPL, avait environ 2 473 employés, dont la quasi-totalité travaillait au Canada et aux États-Unis.

### Principales filiales

Les principales filiales<sup>1)</sup> de TransCanada à la fin de l'exercice, ainsi que le territoire où chaque filiale a été constituée, sont indiqués ci-dessous. TransCanada est propriétaire, directement ou indirectement, de la totalité des actions comportant droit de vote de chacune de ces filiales.



1) Exclut certaines filiales de TransCanada lorsque :

- l'actif total de chaque filiale exclue est inférieur à 10 % de l'actif consolidé de TransCanada à la fin de l'exercice;
- le chiffre d'affaires et les produits d'exploitation de chaque filiale exclue sont inférieurs à 10 % du chiffre d'affaires et des produits d'exploitation consolidés de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004;

- l'actif global de toutes les filiales exclues est inférieur à 20 % de l'actif consolidé de TransCanada à la fin de l'exercice; et
- le total du chiffre d'affaires et des produits d'exploitation de toutes les filiales exclues est inférieur à 20 % du chiffre d'affaires et des produits d'exploitation consolidés de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004.

## DÉVELOPPEMENT GÉNÉRAL DE L'ACTIVITÉ

Le développement général de l'activité de TransCanada au cours des trois derniers exercices et les acquisitions, situations ou événements majeurs qui ont influencé ce développement sont décrits ci-après.

### Faits nouveaux dans les activités de transport du gaz

TransCanada a mis l'accent sur le maintien, la croissance et l'optimisation de ses activités de transport de gaz naturel. Les faits nouveaux importants survenus dans les activités de transport de gaz naturel de TransCanada au cours des trois derniers exercices sont résumés ci-dessous.

#### 2004

En septembre 2004, TransCanada et Petro-Canada ont signé un protocole d'entente en vue de l'aménagement de l'installation de gaz naturel liquéfié (« *GNL* ») Cacouna Energy à Cacouna (Québec), environ 15 km au nord-est de Rivière-du-Loup. L'installation proposée sera capable de recevoir, d'entreposer et de regazéifier du GNL importé et aura une capacité d'acheminement annuelle moyenne d'environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. TransCanada et Petro-Canada défraieront à parts égales les frais de construction de l'installation, qui sont évalués à 660 millions de dollars. TransCanada exploitera l'installation tandis que Petro-Canada s'engagera par contrat relativement à l'ensemble de la capacité de regazéification de l'installation et fournira le GNL. L'aménagement de l'installation proposée est assujéti à l'obtention d'approbations, notamment d'approbations réglementaires, des gouvernements et des autorités de réglementation fédéraux, provinciaux et municipaux, et le processus d'approbation réglementaire devrait prendre environ deux ans avant d'être achevé. Si les approbations nécessaires sont obtenues, l'installation devrait être mise en service vers la fin de la présente décennie.

Le 1<sup>er</sup> octobre 2004, TransCanada a acquis le réseau de gazoducs Simmons (le « *réseau de gazoducs Simmons* ») de 380 km qui achemine du gaz naturel à la région de sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta, à partir de divers points de réception de raccordement sur le réseau de l'Alberta, en contrepartie d'environ 22 millions de dollars.

Le 1<sup>er</sup> novembre 2004, TransCanada a acquis le réseau de gazoducs Gas Transmission Northwest (le « *réseau GTN* ») et le réseau de gazoducs North Baja (le « *réseau North Baja* ») de National Energy & Gas Transmission, Inc. (« *NEGT* ») pour une contrepartie de 1,7 milliard de dollars US, y compris environ 0,5 milliard de dollars US de dettes prises en charge, sous réserve des rajustements de clôture usuels. Le réseau GTN, anciennement appelé Pacific Gas Transmission, s'étend sur plus de 2 174 km à partir d'un point de raccordement sur le réseau CB et le réseau Foothills de TransCanada près de Kingsgate, en Colombie-Britannique, à la frontière de la Colombie-Britannique et de l'Idaho, jusqu'à un point situé près de Malin, en Oregon, à la frontière de l'Oregon et de la Californie. Le gaz naturel transporté sur ce réseau provient principalement du Canada et est destiné à des marchés du Pacific Northwest, de la Californie et du Nevada. Le réseau North Baja s'étend sur 128 km à partir d'un point situé près d'Ehrenberg, en Arizona, jusqu'à un point situé près d'Ogilby, en Californie, à la frontière de la Californie et du Mexique. Le gaz naturel transporté sur le réseau North Baja provient principalement d'approvisionnements situés dans le sud-ouest des États-Unis et est destiné à des marchés du nord de Baja California (Mexique).

En novembre 2004, TransCanada et Shell US Gas & Power LLC (« *Shell* ») ont annoncé des plans en vue de l'aménagement conjoint d'un terminal de regazéification de GNL extracôtier, Broadwater Energy, dans les eaux du détroit de Long Island, dans l'État de New York. L'installation de regazéification et d'entreposage flottante proposée sera capable de recevoir, d'entreposer et de regazéifier du GNL importé, et aura une capacité d'acheminement moyenne d'environ un milliard de pieds cubes (« *Gpi<sup>3</sup>* ») de gaz naturel par jour. TransCanada et Shell construiront et installeront une installation de regazéification et d'entreposage flottante à un endroit situé à environ 15 km au large de la côte du Long Island et à 18 km au large de la côte du Connecticut. TransCanada sera propriétaire de Broadwater Energy LLC dans une proportion de 50 %, laquelle sera propriétaire et exploitant de l'installation, tandis que Shell s'engagera par contrat relativement à l'ensemble de la capacité de regazéification de l'installation et fournira le GNL. Le coût de la construction est évalué à 700 millions de dollars US. Certaines approbations réglementaires doivent être obtenues des gouvernements fédéraux et étatiques avant que la construction de l'installation proposée de GNL de Broadwater Energy puisse débuter et le processus d'approbation réglementaire devrait prendre jusqu'à trois ans avant d'être achevé. Si les approbations nécessaires et les engagements commerciaux sont obtenus, l'installation pourrait être mise en service à la fin de l'année 2010. TransCanada et Shell ont déposé une demande auprès de la Federal

Energy Regulatory Commission (« *FERC* ») des États-Unis en vue d'amorcer un processus d'examen public d'une durée de six à neuf mois relativement au projet Broadwater.

Lors d'un référendum tenu au mois de mars 2004, les résidents de Harpswell, au Maine, ont voté contre le projet de location à bail d'un site appartenant à la municipalité en vue de la construction de l'installation de regazéification de GNL Fairwinds. Par suite de ce référendum, TransCanada et son associé, ConocoPhillips Company, ont suspendu les travaux à l'égard de ce projet de GNL.

Pour de plus amples renseignements sur les faits nouveaux dans les activités de transport du gaz en 2004, se reporter aux rubriques « Activités de TransCanada — Transport de gaz — Gazoducs détenus en propriété exclusive » et « Activités de TransCanada — Transport de gaz — Autre transport de gaz » ci-dessous.

### **2003**

En août 2003, TransCanada a acquis la participation résiduelle dans Foothills Pipe Lines Ltd. (« *Foothills* ») qu'elle ne possédait pas déjà. Le réseau Foothills, qui appartient à Foothills, s'étend sur 1 040 km et compte deux tronçons : un qui commence au sud de Caroline, en Alberta, et qui longe les contreforts des montagnes Rocheuses et traverse le pas du Nid-de-Corbeau pour rejoindre Kingsgate, en Colombie-Britannique, où il se raccorde au réseau GTN; et un autre qui commence au sud de Caroline, en Alberta, et qui va vers le sud-ouest de l'Alberta et de la Saskatchewan, pour rejoindre la frontière canado-américaine, près de Monchy, en Saskatchewan, où il se raccorde au réseau de Northern Border Pipeline Company (« *Northern Border Pipeline* »). Le réseau Foothills transporte plus de 30 % de toutes les exportations de gaz naturel du Canada aux États-Unis.

Par l'intermédiaire de Foothills, TransCanada détient des certificats pour les tronçons de l'Alaska et du Canada du projet de gazoduc de la route de l'Alaska et détient également des actifs importants liés au droit de passage à l'égard du projet à la fois au Canada et en Alaska.

En juin 2003, TransCanada, le Mackenzie Delta Producers Group (les « *producteurs du Mackenzie* ») et Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline L.P. (« *Aboriginal Pipeline Group* » ou « *APG* ») ont conclu une entente de financement et de participation. TransCanada a convenu de financer la part des coûts d'aménagement du projet revenant à APG en échange de plusieurs options, y compris une participation dans le gazoduc, certains droits de premier refus à l'égard du projet de gazoduc du Mackenzie et le droit de faire s'écouler le gaz du delta du Mackenzie dans le réseau de l'Alberta.

Grâce à des acquisitions qui ont eu lieu en septembre et décembre 2003, TransCanada a accru sa participation dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership (« *Portland* ») dans le nord-est des États-Unis, la faisant passer de 33,3 % à 61,7 %.

### **2002**

En août 2002, TransCanada a parachevé l'acquisition d'une portion de 2 % dans la participation de commandité de Northern Border Partners, L.P. (« *NBP L.P.* »), société en commandite ouverte. Cette participation donne à TransCanada une participation avec droit de vote de 17,5 % sur le comité de politique de la société. NBP L.P. détient des participations dans des gazoducs et des usines de traitement de gaz aux États-Unis et au Canada, notamment une participation de 70 % dans Northern Border Pipeline.

### **Faits nouveaux dans les activités liées à l'électricité**

Au cours des trois dernières années, TransCanada a accru ses activités liées à l'électricité et, en particulier, a augmenté la capacité de production des centrales qui lui appartiennent, qu'elle exploite et/ou qu'elle contrôle, y compris celles en voie de construction ou d'aménagement, laquelle est passée de 4 033 mégawatts (« *MW* ») en 2002 à 5 712 MW à la fin de l'exercice. Les faits nouveaux importants survenus dans les activités liées à l'électricité de TransCanada au cours des trois derniers exercices sont résumés ci-dessous.

### **2004**

En avril 2004, TransCanada a obtenu l'approbation du gouvernement du Québec lui permettant d'aménager la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Bécancour, d'une puissance de 550 MW, située dans un parc industriel près de Trois-Rivières, au Québec, (la « *centrale de Bécancour* ») qui fournira la totalité de sa production à Distribution Hydro-Québec aux termes d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans. De plus, la centrale de Bécancour fournira de la vapeur à deux autres sociétés situées dans le même parc industriel. La construction de la

centrale de Bécancour d'une puissance de 550 MW a débuté au cours du troisième trimestre de 2004. Le coût estimatif de la centrale de Bécancour s'établit à 550 millions de dollars, compte tenu de l'intérêt capitalisé, et sa mise en service est prévue pour la fin de 2006.

En avril 2004, TransCanada a vendu ses centrales ManChief et Curtis Palmer à S.E.C. TransCanada Électricité (« S.E.C. Électricité ») pour une contrepartie d'environ 402,6 millions de dollars US, compte non tenu des rajustements de clôture. L'acquisition a été financée en partie par S.E.C. Électricité au moyen d'un placement public de reçus de souscription qui ont été convertis par la suite en parts de société en commandite. TransCanada n'a pas souscrit l'intégralité de sa quote-part des parts et, par conséquent, sa participation dans S.E.C. Électricité est passée de 35,6 % à 30,6 %.

Le 29 septembre 2004, TransCanada a conclu un contrat d'achat d'éléments d'actif avec USGen New England, Inc. (« USGen »), société de production d'électricité, en vue de l'achat d'éléments d'actif de production d'hydro-électricité ayant une capacité de production totale de 567 MW d'électricité, pour une contrepartie de 505 millions de dollars américains. L'achat des éléments d'actif faisait l'objet d'une enchère approuvée par le tribunal de la faillite aux termes de laquelle TransCanada a été déclarée l'adjudicataire. Parmi les éléments d'actif visés, on compte des réseaux de production d'électricité construits sur deux rivières en Nouvelle-Angleterre, à savoir le réseau Connecticut River de 484 MW au New Hampshire et au Vermont et le réseau Deerfield River de 83 MW au Massachusetts et au Vermont. Les approbations devant être obtenues du tribunal de la faillite pour la vente de ces éléments d'actif ont été obtenues; toutefois, la vente est également assujettie à certaines approbations et conditions d'ordre réglementaire. En décembre 2004, Vermont Hydroelectric Power Authority a levé son option aux termes d'un contrat conclu avec USGen lui permettant d'acheter la centrale Bellows Falls de 49 MW située sur le réseau Connecticut River. Dès la clôture de cette option d'achat, la centrale Bellows Falls sera vendue à Vermont Hydroelectric en contrepartie de 72 millions de dollars US, ce qui aura pour effet de réduire d'un montant équivalent le prix d'achat total que déboursera TransCanada.

En octobre 2004, Distribution Hydro-Québec a confié à Cartier Wind Energy Inc. (« Cartier Wind Energy »), société dont TransCanada est propriétaire à 62 %, la construction et l'aménagement de six centrales éoliennes, ce qui représente un total de 739,5 MW dans la région de Gaspé, au Québec. Les six centrales seront réparties dans l'ensemble de la région de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, ainsi que dans la municipalité régionale du comté de Matane, et l'aménagement et la construction de ces centrales devraient coûter plus de 1,1 milliard de dollars. La construction des centrales devrait débiter à la fin de l'année 2005 et elles devraient être mises en service entre 2006 et 2012. Les conventions d'approvisionnement en électricité à long terme, qui sont assujetties à l'approbation de la Régie de l'énergie, ont été négociées avec Distribution Hydro-Québec pour chacune des six centrales et ont été signées le 25 février 2005. Cartier Wind Energy a entamé le processus visant à obtenir les approbations environnementales à l'égard des centrales.

La construction de la centrale MacKay River de 165 MW, située en Alberta, a été achevée en 2003 et la centrale a été mise en service commercial en 2004.

La construction de la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel Grandview, d'une puissance de 90 MW, sur le site de la raffinerie de Les Pétroles Irving à Saint-John (Nouveau-Brunswick) (la « centrale Grandview ») a été achevée à la fin de l'année 2004 et a été mise en service au cours du premier trimestre de 2005. Aux termes d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, une filiale de Les Pétroles Irving Limitée fournira du carburant à la centrale Grandview et s'est engagée par contrat relativement à la totalité de la production de chaleur et d'électricité de la centrale Grandview.

### **2003**

En février 2003, TransCanada a, dans le cadre d'un consortium, acquis une participation de 31,6 % dans Bruce Power L.P. (« Bruce Power ») et une participation de 33,3 % dans Bruce Power Inc., le commandité de Bruce Power. Bruce Power loue ses installations de production auprès d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »). Les installations comprennent huit réacteurs nucléaires, dont cinq étaient en exploitation à la fin de 2003, d'une puissance de 3 950 MW. Un réacteur additionnel d'une puissance de 750 MW a été mis en exploitation commerciale en mars 2004.

Les membres du consortium d'acquisition de Bruce Power ont cautionné séparément et proportionnellement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement aux permis d'exploitant, au contrat de location d'OPG, aux contrats de vente d'électricité et aux services d'entrepreneurs. Bruce Power continue d'être exploitée par des exploitants expérimentés du secteur de l'énergie nucléaire. Conformément aux modalités du contrat de location, OPG demeure responsable du combustible épuisé et des obligations au titre du déclassement.

En novembre 2002, TransCanada a parachevé l'acquisition de la centrale de ManChief de 300 MW, laquelle est située à environ 145 km au nord-est de Denver au Colorado. La centrale de ManChief est exploitée en vertu d'un contrat avec un tiers non affilié. La centrale de ManChief a été vendue à S.E.C. Électricité en 2004.

### Évolution récente

En janvier 2005, TransCanada a annoncé qu'elle aménagerait une installation d'entreposage de gaz naturel de 200 millions de dollars près d'Edson, en Alberta. L'installation Edson devrait avoir une capacité d'environ 50 Gpi<sup>3</sup> et se raccordera au réseau de l'Alberta de TransCanada. TransCanada a également conclu un contrat à long terme avec un tiers à l'égard d'une capacité d'entreposage supplémentaire pouvant atteindre 40 Gpi<sup>3</sup> en Alberta. Une fois la construction de l'installation Edson terminée, et compte tenu de la capacité d'entreposage qu'elle possède déjà par l'intermédiaire de la participation de 60 % qu'elle détient dans CrossAlta Gas Storage & Services Ltd., TransCanada sera propriétaire de plus de 110 Gpi<sup>3</sup> de capacité d'entreposage, ou contrôlera une telle capacité, ce qui représentera environ un tiers de la capacité d'entreposage en Alberta à ce moment. TransCanada sera en mesure de fournir des services tarifés d'entreposage de gaz directement à des clients d'ici avril 2005 et sera en mesure d'offrir la capacité d'entreposage de l'installation Edson à des clients sur une base graduelle à compter de 2006.

En février 2005, TransCanada a annoncé son intention de mesurer l'intérêt des intervenants du secteur relativement à un projet visant à aménager un oléoduc de 3 000 km, d'une capacité de transport d'environ 400 000 barils par jour. L'oléoduc partira de Hardisty, dans le sud-est de l'Alberta, pour se diriger vers le sud en parcourant l'Alberta pour ensuite se diriger vers l'est et parcourir la Saskatchewan et le Manitoba, et ensuite converger au sud pour traverser la frontière canado-américaine pour traverser le Dakota du Nord, le Dakota du Sud, l'Iowa et le Missouri et finalement atteindre les points de livraison Wood River et Patoka en Illinois. Le projet d'oléoduc comprendra la conversion du service de gaz d'une ligne d'environ 1 240 km du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada multilignes actuels de TransCanada ainsi que la construction d'un nouveau pipeline. Des discussions avec divers intervenants ont débuté et, si TransCanada obtient suffisamment de soutien pour son projet d'oléoduc, elle fera les démarches en vue d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires.

### ACTIVITÉS DE TRANSCANADA

TransCanada est une société d'infrastructure énergétique nord-américaine dominante dont les principales activités sont axées sur le transport de gaz naturel et la production d'électricité. À la fin de l'exercice, les activités de transport de gaz ont représenté environ 77 % des produits d'exploitation et 83 % de l'actif total de TransCanada et les activités d'électricité ont représenté environ 23 % des produits d'exploitation et 13 % de l'actif total de TransCanada. Le texte qui suit est une description des deux principaux secteurs d'activité de TransCanada.

Le tableau suivant présente les produits d'exploitation de TransCanada provenant des activités par secteur et par région géographique pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003.

	<u>2004</u>	<u>2003</u>
	(millions de dollars)	(millions de dollars)
<b>Transport de gaz</b>		
Canada — livraisons au Canada . . . . .	2 441	2 492
Canada — livraisons pour l'exportation <sup>1)</sup> . . . . .	1 259	1 291
États-Unis . . . . .	217	173
	<u>3 917</u>	<u>3 956</u>
<b>Électricité</b>		
Canada — livraisons au Canada . . . . .	706	765
Canada — livraisons pour l'exportation <sup>1)</sup> . . . . .	2	2
États-Unis . . . . .	482	634
	<u>1 190</u>	<u>1 401</u>
<b>Total des produits d'exploitation<sup>2)</sup> . . . . .</b>	<u><u>5,107</u></u>	<u><u>5,357</u></u>

#### Nota :

- 1) Les livraisons pour l'exportation comprennent les produits d'exploitation liés au transport du gaz attribuables aux livraisons aux gazoducs des États-Unis et les livraisons d'électricité sur les marchés américains.
- 2) Les produits d'exploitation sont attribués aux pays, d'après le pays d'origine du produit ou du service.

## Activités de transport du gaz

### Canada

TransCanada a, par l'intermédiaire de filiales, d'importants avoirs dans des gazoducs au Canada, notamment :

- un réseau de transport de gaz naturel qui transporte le gaz naturel à partir de la frontière de l'Alberta vers l'est jusqu'à divers points de livraison dans l'est du Canada et à la frontière américaine (le « *réseau principal au Canada* »);
- un réseau de transport de gaz naturel dans l'ensemble de la province d'Alberta (le « *réseau de l'Alberta* »);
- un réseau de transport de gaz naturel dans le sud-est de la Colombie-Britannique, le sud de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan (le « *réseau Foothills* »);
- un réseau de transport de gaz naturel dans le sud-est de la Colombie-Britannique (le « *réseau CB* »); et
- une participation de 50 % dans Gazoduc Trans Québec et Maritimes Inc. (« *TQM* ») qui exploite un réseau de transport de gaz naturel dans le sud-est du Québec (le « *réseau TQM* »).

### États-Unis

TransCanada a, par l'intermédiaire de filiales, des avoirs dans des gazoducs aux États-Unis, notamment :

- un réseau de transport de gaz naturel qui va du nord-ouest de l'Idaho jusqu'à la frontière de la Californie en passant par Washington et l'Oregon (le « *réseau GTN* »);
- un réseau de transport de gaz naturel dans le sud de l'Arizona et la Californie (le « *réseau North Baja* »);
- une participation de 50 % dans le réseau de transport de gaz Great Lakes (le « *réseau Great Lakes* »), qui est situé dans le centre nord des États-Unis, en quasi-parallèle avec la frontière canado-américaine;
- une participation de 41 % dans le réseau de transport de gaz Iroquois (le « *réseau Iroquois* »), qui transporte le gaz naturel vers le sud en passant par la partie est de l'État de New York;
- une participation de 61,7 % dans le réseau Portland qui parcourt le Maine pour rejoindre le Massachusetts;
- une participation véritable de 10 % dans le réseau Northern Border Pipeline, situé dans la partie centrale ouest des États-Unis, par l'intermédiaire de TC PipeLines, L.P.; et
- une participation véritable de 17,4 % dans Tuscarora Gas Transmission Company (« *Tuscarora* »), dont le réseau va de l'Oregon vers l'est pour rejoindre la région nord du Nevada. Un pour cent de cette participation est détenu directement par l'intermédiaire d'une filiale de TransCanada et le reste est détenu par l'intermédiaire de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, L.P.

TransCanada détient une participation de 33,4 % dans TC PipeLines, L.P., société en commandite ouverte, pour laquelle une filiale de TransCanada agit en tant que commandité. La participation résiduelle dans TC PipeLines, L.P. est détenue par un grand nombre d'actionnaires du public. TC PipeLines, L.P. détient une participation de 30 % dans Northern Border Pipeline et une participation de 49 % dans Tuscarora.

### Transport de gaz

Les activités de transport de TransCanada comprennent principalement l'exploitation du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta, du réseau Foothills, du réseau CB, du réseau GTN et du réseau North Baja détenus en propriété exclusive, ainsi que d'autres investissements de TransCanada dans des gazoducs et des installations d'entreposage dont elle est en partie propriétaire, situés principalement au Canada et aux États-Unis.

Les services canadiens de transport du gaz naturel sont fournis aux termes de tarifs de transport du gaz qui assurent la récupération des coûts, y compris un remboursement de capital et un rendement sur le capital tels qu'approuvés par les autorités de réglementation applicables. Dans certains cas, ces tarifs sont déterminés aux termes de diverses ententes avec les clients et d'autres parties intéressées, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation. Le bénéfice net des activités de transport de gaz est réalisé en fonction de ces tarifs. Aux termes du mode actuel de réglementation, le bénéfice net n'est pas touché par les fluctuations du prix commercial du gaz naturel, mais ces fluctuations touchent à la fois les niveaux de production ainsi que les bassins de gaz naturel desquels les consommateurs de gaz nord-américains choisissent d'acheter leurs approvisionnements en gaz naturel.

Le réseau GTN et le réseau North Baja sont tous deux exploités selon un modèle de tarifs fixes aux termes duquel des tarifs minimal et maximal pour divers types de services ont été imposés par la FERC et aux termes duquel ces deux réseaux sont autorisés à accorder des escomptes ou à négocier des tarifs sur une base non discriminatoire. Le bénéfice net provenant du réseau GTN et du réseau North Baja est touché par les fluctuations des volumes livrés aux termes des divers types de services qui sont fournis, ainsi que des fluctuations des coûts liés à la prestation du service de transport.

Le volume des expéditions de gaz naturel sur le réseau principal au Canada, sur le réseau de l'Alberta, sur le réseau Foothills, sur le réseau CB, sur le réseau GTN et sur le réseau North Baja dépend du volume de gaz naturel produit et vendu en Alberta et hors de l'Alberta ainsi que du coût et de la disponibilité de capacités de pipelines supplémentaires. Le gaz naturel acheminé par TransCanada dans ses gazoducs au Canada provient surtout du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »). Les réserves établies restantes estimées du BSOC sont d'environ 55 billions de pieds cubes de gaz naturel (« Bpi<sup>3</sup> ») avec un ratio de réserves restantes/production d'environ neuf ans aux niveaux de production actuels. À l'heure actuelle, des réserves supplémentaires sont continuellement découvertes et maintiennent généralement le ratio de réserves/production à près de neuf ans. La production de gaz naturel provenant du BSOC n'a pas augmenté depuis 2001. Grâce à l'expansion de la capacité des pipelines en propriété exclusive et partielle de TransCanada au cours des dix dernières années et à la concurrence qu'offrent d'autres pipelines, conjuguées à une augmentation importante de la demande de gaz naturel en Alberta, TransCanada prévoit qu'il y aura une capacité pipelinrière excédentaire provenant du BSOC dans un avenir assez prévisible.

Outre les renseignements concernant les activités de transport du gaz de TransCanada énoncés aux présentes, d'autres renseignements figurent dans le rapport de gestion à la rubrique « Transport de gaz — Occasions et faits nouveaux ».

### *Gazoducs détenus en propriété exclusive*

#### *Réseau principal au Canada*

Le réseau principal au Canada se compose d'un réseau de pipelines d'une longueur de 14 898 kilomètres qui transportent du gaz naturel à partir de la frontière de l'Alberta vers l'est jusqu'à divers points de livraison au Canada et à la frontière américaine.

Les dépenses en immobilisations sur le réseau principal au Canada en 2004 se sont chiffrées à environ 43 millions de dollars. Ces dépenses ont été principalement consacrées à certains projets localisés relatifs à la capacité et à l'entretien des immobilisations. TransCanada prévoit d'autres dépenses en immobilisations localisées d'environ 57 millions de dollars sur le réseau principal au Canada en 2005, lesquelles seront principalement consacrées à la capacité et à l'entretien des immobilisations.

Le tableau qui suit fait état des produits d'exploitation gagnés et des volumes transportés pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003 à l'égard du réseau principal au Canada.

	2004		2003	
	Produits <sup>1)</sup> (millions de dollars)	Pour cent	Produits (millions de dollars)	Pour cent
<i>Produits d'exploitation</i>				
Livraisons au Canada . . . . .	952	44	1 035	46
Livraisons pour l'exportation . . . . .	1 201	56	1 214	54
<b>Total</b> . . . . .	<u>2 153</u>	<u>100</u>	<u>2 249</u>	<u>100</u>
	2004		2003	
	Volume (Gpi <sup>3</sup> )	Pour cent	Volume (Gpi <sup>3</sup> )	Pour cent
<i>Volumes transportés</i>				
Livraisons au Canada . . . . .	1 345	51	1 295	49
Livraisons pour l'exportation . . . . .	1 276	49	1 333	51
<b>Total</b> . . . . .	<u>2 621</u>	<u>100</u>	<u>2 628</u>	<u>100</u>

Nota :

- 1) Les produits d'exploitation au Canada en 2004 ont diminué en raison de crédits au titre du service de transport liés à un nouveau service offert. Des crédits totaux de 23 millions de dollars ont été comptabilisés en regard des produits d'exploitation au Canada en 2004.

### *Services de transport garanti contractuel sur le réseau principal au Canada*

À la fin de l'exercice, le réseau principal au Canada assurait des services de transport à 127 expéditeurs en vertu de 371 contrats de transport garanti. Environ 44 % du total des volumes de transport quotidiens représentés par ces contrats se rapportent à des contrats pour la livraison de gaz naturel à des points frontaliers aux États-Unis.

À la fin de l'exercice, la moyenne pondérée de la durée restante des contrats de transport garanti sur le réseau principal au Canada était d'environ 2,5 années comparativement à une durée restante moyenne pondérée de 3,2 années au 31 décembre 2003. Ces contrats sont renouvelables par le client par la remise d'un avis à TransCanada au moins six mois avant l'expiration de la durée du contrat en cours. Le réseau principal au Canada a fonctionné pour la dernière fois à pleine capacité avec des contrats de service garanti d'un an ou plus au cours de l'année contractuelle 1998-1999. Depuis, le réseau principal au Canada a subi une baisse de 36 % des livraisons garanties contractuelles et une baisse de 19 % des livraisons totales en provenance de la frontière albertaine et de la Saskatchewan. De plus amples renseignements figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « Transport de gaz — Analyse des bénéfiques » et « Transport de gaz — Occasions et faits nouveaux ».

### *Réglementation du réseau principal au Canada*

En vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada), l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ ») réglemente la construction, l'exploitation, les droits et les tarifs du réseau principal au Canada. L'ONÉ est l'autorité chargée aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* d'évaluer les impacts environnementaux et sociaux des projets proposés de pipelines. Les droits relatifs au réseau principal au Canada sont conçus de façon à générer des produits d'exploitation qui suffisent à TransCanada pour recouvrer les dépenses d'exploitation, l'amortissement, les impôts et les frais de financement du réseau principal au Canada, y compris l'intérêt sur la dette et les paiements sur les titres privilégiés attribuables au réseau principal au Canada, et pour réaliser un rendement sur le capital-actions ordinaire réputé.

Les droits se composent de frais liés à la demande et de frais liés au produit. Les frais liés à la demande sont indépendants des volumes transportés et sont conçus de façon à récupérer les coûts fixes tels que les dépenses fixes d'exploitation, les frais de financement (y compris le rendement sur le capital-actions ordinaire réputé), les impôts et l'amortissement. L'élément frais lié au produit est conçu de façon à récupérer les coûts variables d'exploitation. Ces frais sont payés par les expéditeurs en vertu de leurs contrats de transport avec TransCanada.

En février 2003, l'ONÉ a rejeté la demande de révision et de modification de la décision appelée la « décision sur le rendement équitable » présentée en septembre 2002 par TransCanada et que cette dernière jugeait insatisfaisante. Par conséquent, TransCanada a demandé et obtenu le droit d'interjeter appel de la décision de l'ONÉ de ne pas revoir et modifier la décision sur le rendement équitable auprès de la Cour d'appel fédérale. Toutefois, en avril 2004, la Cour d'appel fédérale a rejeté l'appel de TransCanada. TransCanada demeure déçu de la décision sur le rendement équitable, mais la décision de la Cour d'appel fédérale a mis un terme à tous les recours dont elle pouvait se prévaloir pour la faire modifier. Dans le cadre de la décision sur le rendement équitable rendue en 2002, l'ONÉ a refusé la demande de TransCanada quant à l'adoption de la méthode du coût moyen pondéré du capital après impôts pour établir le rendement du capital investi et d'un coût moyen pondéré du capital après impôts de 7,5 %, ce qui équivaut à un taux de rendement de 12,5 % sur le capital-actions ordinaire réputé de 40 %. L'ONÉ a plutôt confirmé une formule aux termes de laquelle le taux de rendement sur le capital-actions ordinaire (« RCA ») pour le réseau principal au Canada s'est chiffré à 9,61 % en 2001, à 9,53 % en 2002 et à 9,79 % en 2003. L'ONÉ a fait passer le capital-actions ordinaire réputé du niveau antérieurement approuvé de 30 % à 33 %. TransCanada est d'avis que la décision sur le rendement équitable ne tient pas compte des risques d'entreprise à long terme du réseau principal au Canada.

En janvier 2004, TCPL a soumis une demande auprès de l'ONÉ visant à établir les droits sur le réseau principal au Canada pour 2004 et l'ONÉ, compte tenu de l'appel en instance devant la Cour d'appel fédérale relativement à la décision sur le rendement équitable, a décidé d'entendre la demande en deux phases : la phase I au cours de laquelle elle aborderait toutes les questions, sauf celles du coût du capital, et la phase II au cours de laquelle elle aborderait le coût du capital. Dans le cadre de la phase I de la demande, TransCanada a initialement demandé un rendement de 11 % sur le capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Toutefois, étant donné le rejet, par la Cour d'appel fédérale, de l'appel de TransCanada relativement à sa demande de révision de la décision sur le rendement équitable rendue par l'ONÉ, TransCanada a modifié sa demande pour obtenir un RCA de 9,56 %, tel qu'il a été déterminé conformément à la formule générale de calcul du RCA de l'ONÉ sur le capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Dans le cadre de sa décision relativement à la phase I rendue en septembre 2004, l'ONÉ a pratiquement approuvé la totalité des tarifs

demandés ainsi que le nouveau service non renouvelable de transport garanti. L'ONÉ s'est penché sur la partie des coûts de capital de la demande de TransCanada dans le cadre de la phase II des procédures et devrait rendre une décision à cet égard au cours du deuxième trimestre de 2005.

En février 2005, TransCanada a annoncé qu'elle en était arrivée à un règlement avec ses expéditeurs du réseau principal au Canada relativement aux droits et aux tarifs qui sont applicables au réseau principal au Canada en 2005.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux en matière de réglementation qui touchent le réseau principal au Canada figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « Transport de gaz — Faits nouveaux en matière de réglementation — Réseau principal au Canada » et « Revue financière consolidée — Transport du gaz ».

#### *Réseau de l'Alberta*

Le réseau de l'Alberta, détenu par NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »), filiale de TransCanada, est un réseau de transport de gaz naturel à l'échelle provinciale en Alberta qui recueille et transporte le gaz naturel pour consommation en Alberta et pour livraison aux gazoducs de raccordement, tels que le réseau principal au Canada, le réseau Foothills et le réseau CB, ainsi que d'autres pipelines non affiliés, à divers points de la frontière de l'Alberta pour livraison dans l'est du Canada, en Colombie-Britannique et aux États-Unis. Le réseau de l'Alberta comprend environ 23 186 kilomètres de lignes principales et d'embranchements. Le 1<sup>er</sup> octobre 2004, le réseau de gazoducs Simmons, qui livre du gaz à la région de Fort McMurray, a été intégré au réseau de l'Alberta.

Les dépenses en immobilisations, qui dépendent en partie des demandes de service de transport accru par les clients, se sont chiffrées à 87 millions de dollars en 2004. TransCanada prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 97 millions de dollars sur le réseau de l'Alberta en 2005. Ces dépenses en immobilisations seront principalement consacrées à l'accroissement de la capacité.

Le tableau qui suit fait état des volumes annuels livrés par le réseau de l'Alberta pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003.

<u>Livraisons aux zones de marché</u>	2004		2003	
	Volume <sup>1)</sup> (Gpi <sup>3</sup> )	Pour cent	Volume <sup>2)</sup> (Gpi <sup>3</sup> )	Pour cent
Alberta . . . . .	589	15	539	14
Est du Canada et Est des États-Unis . . . . .	1 418	36	1 552	40
Ouest des États-Unis . . . . .	737	19	665	17
Midwest américain . . . . .	1 155	30	1 117	29
Colombie-Britannique . . . . .	10	—	10	—
<b>Total</b> . . . . .	<u>3 909</u>	<u>100</u>	<u>3 883</u>	<u>100</u>

#### **Nota :**

- 1) Du total des volumes transportés en 2004, 1,80 Bpi<sup>3</sup> de gaz naturel ont été livrés au réseau principal au Canada, 743 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel ont été livrés au réseau CB et 768 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel ont été livrés à la partie en Saskatchewan du réseau Foothills.
- 2) Du total des volumes transportés en 2003, 1,89 Bpi<sup>3</sup> de gaz naturel ont été livrés au réseau principal au Canada, 673 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel ont été livrés au réseau CB et 777 Gpi<sup>3</sup> de gaz naturel ont été livrés à la partie en Saskatchewan du réseau Foothills.

#### *Services de transport garanti contractuel sur le réseau de l'Alberta*

À la fin de l'exercice, le réseau de l'Alberta assurait des services de transport à 282 expéditeurs en vertu d'environ 18 300 contrats de services de transport garanti.

À la fin de l'exercice, la moyenne pondérée de la durée restante des contrats de transport garanti était d'environ 2,9 années, comparativement à une durée restante moyenne pondérée de 2,4 ans au 31 décembre 2003. Actuellement, ces contrats sont renouvelables par le client par la remise d'un avis à NGTL au moins 12 mois avant l'expiration de la durée du contrat en cours.

De plus amples renseignements sur le réseau de l'Alberta figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « Transport de gaz — Analyse des bénéfices » et « Transport de gaz — Occasions et faits nouveaux ».

#### *Réglementation du réseau de l'Alberta*

La construction et l'exploitation du réseau de l'Alberta sont réglementées par l'Alberta Energy and Utilities Board (l'« EUB ») principalement en vertu des dispositions des lois de l'Alberta intitulées *Gas Utilities Act* et *Pipeline Act*.

NGTL doit également recevoir l'approbation de l'EUB à l'égard des tarifs, droits et frais et des modalités et conditions aux termes desquelles elle offre ses services. Aux termes des dispositions de la loi intitulée *Pipeline Act*, l'EUB surveille diverses questions, dont la mise en œuvre économique, ordonnée et efficace des pipelines, l'exploitation et l'abandon des pipelines et certaines questions relatives à la pollution et à la préservation de l'environnement. Outre les exigences aux termes de la loi intitulée *Pipeline Act*, la construction et l'exploitation des gazoducs en Alberta sont assujetties à certaines dispositions d'autres lois provinciales et exigent certaines approbations aux termes de celles-ci, telle que la loi de l'Alberta intitulée *Environmental Protection and Enhancement Act*.

Les droits relatifs au réseau de l'Alberta sont conçus de façon à générer des produits d'exploitation qui suffisent à NGTL pour recouvrer les frais d'exploitation, l'amortissement, les impôts et les frais de financement du réseau de l'Alberta, y compris l'intérêt sur la dette et les paiements sur les titres attribuables au réseau de l'Alberta, et pour réaliser un rendement sur le capital-actions ordinaire réputé.

En 2004, l'EUB a rendu deux importantes décisions réglementaires à l'égard du réseau de l'Alberta de TransCanada, lesquelles ont été décevantes.

En juillet 2004, l'EUB a rendu sa décision dans le cadre de l'audience sur le coût du capital générique (« *ACCG* »). Tous les services publics qui relèvent de la juridiction du gouvernement de l'Alberta, notamment le réseau de l'Alberta, se sont vu imposer un RCA de 9,60 % pour 2004. Ce RCA générique sera rajusté chaque année à raison de 75 % de la variation des obligations à long terme du gouvernement du Canada comparativement à l'année précédente, ce qui constitue une méthode conforme à celle utilisée par l'ONÉ. L'EUB a également établi un capital-actions ordinaire réputé de 35 % pour le réseau de l'Alberta, ce qui représente un pourcentage inférieur au RCA de 11 % qui avait été demandé sur le capital-actions ordinaire réputé de 40 %, soit le RCA que la société considérait être un rendement équitable.

En septembre 2003, TransCanada a déposé la phase I de la demande de tarif général (« *DTG* ») auprès de l'EUB, qui consistait en la présentation de preuves à l'appui des taux de base et du revenu demandés. Dans le cadre de sa décision rendue en août 2004, l'EUB a approuvé l'achat par TransCanada du réseau de gazoducs Simmons ainsi que le recouvrement des coûts associés aux contrats de service de transport garanti relatifs aux réseaux Foothills, Simmons et Ventures LP. Toutefois, l'EUB a rejeté certain frais d'exploitation, y compris des coûts de rémunération d'encouragement.

En septembre 2004, TransCanada a déposé auprès de la Cour d'appel de l'Alberta une demande d'autorisation d'interjeter appel de la décision de l'EUB relativement à la phase I de la DTG de 2004 à l'égard du rejet de la demande relative aux coûts de rémunération d'encouragement. TransCanada estime que l'EUB a erré en droit en décidant de refuser l'inclusion de ces coûts liés à la rémunération dans les besoins en revenu qu'elle estime nécessaires et prudents pour assurer l'exploitation sécuritaire, fiable et efficace du réseau de l'Alberta. À la demande de TransCanada, la Cour d'appel a ajourné l'appel pour une période indéterminée pour permettre à TransCanada d'évaluer le bien-fondé de présenter une demande de révision et de modification à l'EUB à l'égard des coûts pour 2004, et de prendre les mesures nécessaires pour tenter d'en arriver à un règlement négocié à l'égard des droits applicables pour les années futures avec ses clients, lesquels droits négociés remplaceraient ou modifieraient la DTG 2005 de TransCanada. En septembre 2004, l'EUB a donné à TransCanada l'autorisation d'entamer des négociations en vue d'en arriver à un règlement pour une période d'au plus trois ans.

En décembre 2004, l'EUB a approuvé les tarifs provisoires qui étaient en vigueur en 2004, a déterminé qu'il s'agissait des tarifs définitifs et a approuvé des tarifs provisoires qui seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2005 et qui demeureront en vigueur jusqu'à ce que les tarifs définitifs à l'égard de 2005 soient déterminés. De plus, en février 2005, TransCanada a conclu une entente de principe avec ses expéditeurs du réseau de l'Alberta à l'égard d'un règlement relatif aux exigences en matière de revenu pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2005 jusqu'au 31 décembre 2007. TransCanada est en train de finaliser les modalités de l'entente avec les cocontractants et prévoit signer l'entente de règlement en mars 2005. TransCanada prévoit soumettre l'entente de règlement à l'EUB aux fins d'approbation, peu de temps après sa conclusion.

De plus amples renseignements sur les faits nouveaux en matière de réglementation qui touchent le réseau de l'Alberta figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « Transport de gaz — Faits nouveaux en matière de réglementation — Réseau de l'Alberta » et « Revue financière consolidée — Transport de gaz ».

### *Méthodologie des droits pour le réseau de l'Alberta*

La méthodologie actuelle de droits et la structure de tarifs du réseau de l'Alberta se caractérisent par des prix différents pour chaque point de réception de gaz sur le réseau de l'Alberta. Le prix au point de réception dépend de l'emplacement géographique, du diamètre du pipeline par lequel le gaz naturel du client est acheminé et de la durée du contrat de transport.

#### *Réseau Foothills*

Le réseau Foothills, qui est réglementé par l'ONÉ et l'Administration du pipe-line du Nord du Canada, est un gazoduc de 1 040 kilomètres qui transporte le gaz naturel de l'Ouest canadien depuis le centre de l'Alberta jusqu'aux pipelines de raccordement aux fins d'acheminement sur les marchés du Midwest américain, du Pacific Northwest, de la Californie et du Nevada. TransCanada a fusionné l'exploitation de Foothills avec la sienne en février 2004. TransCanada détenait auparavant une participation de 50 % dans Foothills et, en août 2003, elle a acquis la participation résiduelle.

Le projet de gazoduc de la route de l'Alaska, qui permettra d'acheminer le gaz naturel de Prudhoe Bay de l'Alaska sur les marchés du Canada et des États-Unis, exige la construction de pipelines au Canada et en Alaska. Foothills détient le droit de priorité lui permettant de construire, de détenir et d'exploiter le premier pipeline sur tout le territoire du Canada pour le transport du gaz de l'Alaska. Ce droit a été octroyé en vertu de la *Loi sur le pipe-line-du-Nord* (Canada) après une longue audience devant l'ONÉ à la fin des années 1970, où la concurrence était féroce et qui a mené à une décision en faveur de Foothills.

TransCanada a dépensé environ 1 million de dollars sur le réseau Foothills en 2004 et prévoit dépenser environ 2 millions de dollars sur ce réseau en 2005, dépenses qui seront principalement destinées à l'entretien des immobilisations.

#### *Réseau CB*

Le réseau CB, qui est réglementé par l'ONÉ, comprend 201 km de pipelines qui transportent du gaz naturel à partir d'un point de raccordement avec le réseau de l'Alberta en passant par le sud-est de la Colombie-Britannique pour se raccorder avec le réseau GTN à la frontière canado-américaine près de Kingsgate, en Colombie-Britannique. Le réseau GTN livre du gaz aux marchés en Californie, au Nevada et dans le nord-ouest des États-Unis. De plus amples renseignements sur le réseau GTN figurent aux rubriques « Développement général de l'activité — Faits nouveaux dans les activités de transport de gaz — 2004 » et « Activités de TransCanada — Transport de gaz — Gazoducs détenus en propriété exclusive — Réseau GTN » ci-dessous.

En 2004, les dépenses en immobilisations sur le réseau CB se sont chiffrées à environ 1 million de dollars et étaient principalement destinées à l'entretien des immobilisations. TransCanada prévoit dépenser environ 2 millions de dollars en immobilisations sur le réseau CB en 2005, dépenses qui seront principalement destinées à l'entretien des immobilisations.

Le réseau CB est réglementé en fonction des plaintes formulées et les droits sont fondés sur la méthodologie des coûts de service. En décembre 2003, l'ONÉ a adopté des tarifs et frais provisoires à l'égard de 2004 en attendant le règlement de différends relatifs à des coûts de rémunération avec des expéditeurs sur le réseau CB. Pendant que les discussions se poursuivent en vue de résoudre ces différends, le réseau de CB a terminé l'année en appliquant les tarifs provisoires. Le 23 décembre 2004, l'ONÉ a adopté de nouveaux tarifs et frais provisoires à l'égard de 2005, une fois de plus en attendant le règlement des différends en cours.

#### *Réseau GTN*

Le réseau GTN, qui est un réseau de gazoducs réglementé par la FERC, comprend plus de 2 174 km de pipelines à partir d'un point de raccordement sur le réseau CB de TransCanada près de Kingsgate, en Colombie-Britannique, à la frontière de la Colombie-Britannique et de l'Idaho, jusqu'à un point près de Malin, en Oregon, à la frontière de l'Oregon et de la Californie. Le gaz naturel transporté sur ce réseau provient principalement du Canada et est transporté dans les régions du Pacific Northwest, de la Californie et du Nevada.

À la fin de l'exercice, 95 % de la capacité garantie à long terme disponible du réseau GTN était partagée entre 43 expéditeurs. La moyenne pondérée de la durée restante de ces contrats était d'environ 10 ans. Le réseau GTN est exploité selon des modèles de tarifs fixes.

TransCanada a acquis le réseau GTN en novembre 2004 et prévoit dépenser environ 11 millions de dollars en immobilisations sur ce réseau en 2005, et ces dépenses seront principalement destinées à l'entretien des immobilisations.

#### *Réseau North Baja*

Le réseau North Baja est un gazoduc de 128 km qui s'étend d'un point situé près d'Ehrenberg, en Arizona, jusqu'à un point situé près d'Ogilby en Californie, à la frontière de la Californie et du Mexique. Le gaz naturel transporté sur le réseau North Baja provient principalement d'approvisionnements situés dans le sud-ouest des États-Unis et est destiné à des marchés du nord de Baja California, au Mexique. La FERC réglemente aussi le réseau North Baja.

Au cours de l'exercice 2004, le réseau North Baja fournissait des services de transport à long terme à quatre clients. À la fin de l'exercice, la moyenne pondérée de la durée restante de l'ensemble des contrats visant les capacités à long terme du réseau North Baja était d'environ 18 ans. Les services garantis à long terme ont représenté environ 93 % de l'ensemble des produits d'exploitation provenant du transport et des volumes transportés du réseau North Baja en 2004. À l'instar du réseau GTN, le réseau North Baja est exploité en fonction de modèles à tarifs fixes.

TransCanada a acquis le réseau North Baja en novembre 2004 et prévoit dépenser environ deux millions de dollars en dépenses en immobilisations sur ce réseau en 2005. La majorité de ces dépenses en immobilisations ont trait à l'aménagement des approvisionnements en gaz futurs pour éventuellement acheminer le gaz à partir des installations de GNL situées sur la côte pacifique du Mexique, lesquelles infrastructures devraient être opérationnelles en 2007.

#### *Autre transport de gaz*

TransCanada recherche activement les possibilités de développement, d'acquisition et d'exploitation en matière de gazoducs et de pipelines au Canada et aux États-Unis, où ces possibilités sont tributaires d'une forte demande de la clientèle.

#### *Great Lakes*

TransCanada détient une participation de 50 % dans le réseau Great Lakes, un réseau de pipelines de 3 387 km qui est exploité par Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership. Le réseau Great Lakes transporte le gaz naturel canadien de son raccordement au réseau principal au Canada à Emerson, au Manitoba, vers des marchés du centre du Canada en passant par son raccordement à St. Clair, en Ontario, ainsi que vers des marchés de l'est et du Midwest américain. Les tarifs applicables au réseau Great Lakes se fondent sur une entente de règlement de cinq ans approuvée par la FERC en 2001 et qui est en vigueur jusqu'au 31 octobre 2005.

#### *TC PipeLines, L.P.*

TC PipeLines, L.P., société en commandite ouverte américaine, a été créée en vue de faire l'acquisition et d'être propriétaire d'éléments d'actif pipeliniers situés aux États-Unis et qui sont réglementés par la FERC et de participer à la gestion de ceux-ci. En mai 1999, la participation de commandité de 30 % de TransCanada dans Northern Border Pipeline a été cédée à TC PipeLines, L.P. en échange d'un montant au comptant et d'une participation de 33,4 % dans TC PipeLines, L.P., dont une tranche de 31,4 % est représentée par des parts et une tranche de 2 % consiste en une participation de commandité. TC PipeLines, L.P. a émis le reste des parts au public. Le principal élément d'actif de TC Pipelines, L.P. est la participation de 30 % qu'elle détient dans Northern Border Pipeline qui exploite un réseau de gazoducs de 2 010 km qui se raccorde au réseau Foothills, à la frontière de la Saskatchewan et du Montana, et dessert le Midwest américain jusqu'à North Hayden, en Indiana. En octobre 2001, Northern Border Pipeline a terminé un prolongement de pipeline de 55 km et installé une compression additionnelle qui a offert une capacité de transport supplémentaire de 545 Mpi<sup>3</sup>/j vers North Hayden, en Indiana, et augmenté la capacité de livraison de Northern Border Pipeline dans la région de Chicago d'environ 30 %.

En septembre 2000, TC Pipelines, L.P. a acquis auprès de TCPL une participation de commandité de 49 % dans Tuscarora. Tuscarora est propriétaire d'un réseau de gazoducs de 386 km, qui transporte le gaz naturel à partir de Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada, et effectue des livraisons jusqu'à des points dans le nord-est de la Californie. En janvier 2001, le réseau Tuscarora a été étendu par l'ajout d'un deuxième raccordement au point de livraison jusqu'au marché métropolitain en croissance de Reno, au Nevada.

Une filiale de TransCanada agit en tant que commandité de TC PipeLines, L.P.

### *Iroquois*

Le réseau Iroquois, qui est réglementé par la FERC, se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et achemine le gaz naturel à des clients situés dans le nord-est des États-Unis. La participation totale de TransCanada dans le réseau Iroquois, par l'intermédiaire de deux filiales, s'établit à environ 41 %.

Le prolongement et l'expansion Eastchester d'Iroquois a été achevé et les installations ont été mises en service en février 2004. Cette expansion prolonge le réseau Iroquois de Long Island jusqu'à la ville de New York, ajoutant 59 km au réseau Iroquois et apportera une capacité supplémentaire de 230 Mpi<sup>3</sup>/j de nouveau service au sein de ce marché. Le réseau Iroquois est maintenant d'une longueur de 663 km.

En janvier 2004, Iroquois a déposé une demande de tarif auprès de la FERC afin d'établir des tarifs pour l'expansion Eastchester. Par suite des conférences visant à en arriver à un règlement qui ont eu lieu en juin et en juillet 2004, Iroquois a soumis une entente de règlement détaillée à la FERC en août 2004, qui l'a approuvée en octobre 2004. L'entente de règlement prévoit des tarifs avec recours applicables jusqu'en 2011 et instaure un moratoire d'une durée de huit ans sur les tarifs applicables à l'égard l'Eastchester.

### *Trans Québec & Maritimes*

TransCanada détient une participation de 50 % dans le réseau TQM, d'une longueur de 572 km, lequel se raccorde au réseau principal au Canada. TQM dessert les marchés du Québec et se raccorde au réseau Portland. Le réseau TQM est réglementé par l'ONÉ.

### *Portland*

TransCanada détient une participation majoritaire de 61,7 % dans Portland, qui est un pipeline inter-étatique de 471 km qui se raccorde au réseau de pipelines de TQM à la frontière canado-américaine près d'East Hereford, au Québec, et au Tennessee Gas Pipeline à Haverhill et Dracut, au Massachusetts. Les sections sud du réseau Portland, comptant 163 km de pipelines, font partie des installations conjointes partagées avec Maritimes and Northeast Pipeline. Portland détient une participation d'un tiers dans les installations conjointes. Portland est réglementé par la FERC.

En août 2004, Portland a entamé un plan de restructuration aux termes duquel TransCanada s'acquitterait de l'ensemble de ses fonctions d'exploitation et d'administration aux termes d'une entente de services. Le transfert des fonctions a été terminé en novembre 2004.

### *Développement dans le nord*

En 2004, TransCanada a continué de chercher des occasions en matière de pipelines afin d'acheminer le gaz naturel du delta du Mackenzie et du versant nord de l'Alaska vers des marchés partout en Amérique du Nord. TransCanada a collaboré avec des intervenants clés afin de participer à ces projets de pipelines potentiels, tel qu'il est indiqué ci-dessous.

TransCanada, les producteurs du Mackenzie et l'APG ont conclu des ententes de financement et de participation en juin 2003. Ces ententes ont permis d'assurer la participation de TransCanada au projet de gazoduc du Mackenzie et à l'APG de détenir une participation dans ce projet. Le projet de gazoduc de Mackenzie vise la construction et l'exploitation d'un réseau de gazoducs dans la vallée du Mackenzie qui acheminerait le gaz naturel du delta du Mackenzie d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest jusqu'à la frontière septentrionale de l'Alberta, où il se raccorderait au réseau de l'Alberta. TransCanada a convenu de financer la quote-part d'un tiers des coûts de développement du projet qui revient à l'APG. À l'heure actuelle, on estime que cette quote-part s'établira à 90 millions de dollars. Ce prêt sera remboursé grâce à la quote-part de l'APG des produits d'exploitation futurs disponibles liés aux pipelines. TransCanada a financé 34 millions de dollars de ce prêt en 2003 et a financé 26 millions de dollars supplémentaires en 2004, pour un financement total de 60 millions de dollars à ce jour.

En octobre 2004, Pétrolière Imperial Ressources a annoncé que les demandes d'obtention des principales approbations réglementaires relativement au projet de gazoduc du Mackenzie avaient été soumises aux conseils, groupes d'experts et agences responsables de l'évaluation et de la réglementation des projets de développement énergétique dans les Territoires du Nord-Ouest. Le dépôt de ces demandes marque une étape importante clé dans la phase de définition du projet.

En 2004, TransCanada a poursuivi ses pourparlers avec des intervenants du gazoduc de la route de l'Alaska, y compris les producteurs du versant nord de l'Alaska et l'État de l'Alaska, relativement à la partie de l'Alaska du projet de pipelines de la route de l'Alaska. En juin 2004, TransCanada a déposé une demande en vertu de la loi de l'État de l'Alaska intitulée *Stranded Gas Development Act*, et a demandé à l'État de reprendre le traitement de la demande en attente depuis longtemps pour l'obtention d'un droit de passage aux termes d'un bail sur les terres de l'État. Une fois que la demande d'obtention du droit de passage aux termes d'un bail sera approuvée, TransCanada sera disposée à transférer ce droit de passage aux termes d'un bail à une autre entité si cette dernière est disposée à se raccorder au réseau de pipelines de TransCanada. Le transfert du bail nécessiterait une entente de raccordement avec TransCanada à l'égard de la frontière du Yukon et de l'Alaska.

En janvier 2004, Foothills et la Première nation Kaska ont signé une entente de principe qui fournit le cadre de travail pour une entente de participation future. L'entente de principe marque la conclusion de la deuxième étape des négociations relatives à une entente de participation potentielle pour le projet de gazoducs de la route de l'Alaska.

#### *Gaz naturel liquéfié*

En septembre et en novembre 2004, TransCanada a élaboré des plans visant l'aménagement de deux importantes installations de GNL : l'installation de GNL Cacouna Energy et le terminal de regazéification de GNL extracôtier Broadwater Energy. Ces faits nouveaux sont plus amplement décrits à la rubrique « Développement général de l'activité — Faits nouveaux dans les activités de transport de gaz — 2004 » ci-dessus.

#### *Ventures LP*

TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (« *Ventures LP* »), société qui est détenue en propriété exclusive par TransCanada, détient un pipeline de 121 km ainsi que les installations connexes qui approvisionnent en gaz naturel la région de sables bitumineux du nord de l'Alberta, ainsi qu'un pipeline de 27 km qui approvisionne en gaz naturel un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.

#### *CrossAlta*

TransCanada détient une participation de 60 % dans Crossfield Storage Joint Venture, laquelle contrôle une installation souterraine d'entreposage du gaz près de Crossfield, en Alberta. L'exploitation commerciale de l'installation est effectuée pour le compte de la coentreprise par CrossAlta Gas Storage & Services Ltd., dans laquelle TransCanada détient également une participation de 60 %.

#### *TransGas*

TransCanada détient une participation de 46,5 % dans TransGas de Occidente S.A., société colombienne qui exploite un gazoduc d'une longueur de 344 km entre les villes de Mariquita et Cali, en Colombie.

#### *Gaz Pacifico*

TransCanada détient une participation de 30 % dans Gasoducto del Pacifico (« *Gas Pacifico* »), gazoduc de 540 km, qui va de l'Argentine jusqu'à Concepción, au Chili.

#### *Innergy*

TransCanada détient une participation de 30 % dans INNERGY Holdings S.A., société de transport et de commercialisation de gaz naturel industriel qui exerce ses activités dans la région de Concepción, au Chili, et qui commercialise le gaz naturel transporté sur le réseau Gas Pacifico.

#### **Réglementation des pipelines nord-américains**

Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada), l'ONÉ régleme la construction et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et le tronçon canadien des pipelines internationaux ainsi que le transport, les droits et les tarifs qui s'appliquent à ces pipelines. L'ONÉ approuve également l'importation et l'exportation du gaz naturel.

Les pipelines situés à l'intérieur des frontières provinciales sont réglementés par l'organisme de réglementation provincial applicable.

La construction et l'exploitation du réseau de l'Alberta et du pipeline de Ventures LP sont réglementées par l'EUB.

Relativement aux investissements de TransCanada dans des pipelines aux États-Unis, la loi américaine intitulée *Natural Gas Act of 1938* (« NGA ») établit le cadre réglementaire applicable au transport du gaz naturel inter-étatique, à la construction des installations et aux conditions de service. La FERC est responsable de mettre en œuvre les exigences de la NGA. Les conditions de service en vertu desquelles TransCanada transporte le gaz naturel sur le réseau Great Lakes sont assujetties aux autorisations en vertu de la NGA émises par la FERC. Les gazoducs raccordés et les autres projets de gazoducs inter-étatiques aux États-Unis dans lesquels TransCanada détient une participation sont assujettis à la réglementation de la FERC et de la NGA ainsi qu'à certaines exigences réglementaires des États.

De plus amples renseignements sur la réglementation du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta et des autres réseaux de pipelines figurent à la rubrique « Activités de TransCanada — Transport de gaz — Gazoducs détenus en propriété exclusive » ci-dessus.

### ***Concurrence dans le transport du gaz***

Les pipelines détenus en propriété exclusive par TransCanada sont raccordés à l'un des plus vastes bassins de gaz naturel de l'Amérique du Nord, le BSOC, et s'y approvisionnent. Toutefois, le BSOC approche de sa maturité et posera un défi aux producteurs qui souhaitent accroître la production à partir de ce bassin. D'autres réseaux de pipelines reliés au BSOC, y compris certains des pipelines raccordés de TransCanada, ont pris de l'expansion au cours des dernières années. Ces expansions ont offert aux expéditeurs plus de souplesse et de choix concurrentiels pour transporter jusqu'au marché les approvisionnements provenant du BSOC. On s'attend à ce que l'approvisionnement en gaz à partir du BSOC demeure essentiellement stable.

Le réseau de l'Alberta est le principal transporteur de gaz naturel à l'intérieur de la province d'Alberta et vers les points limitrophes de la province. Cependant, il existe un certain nombre de pipelines de rechange qui offrent des prix avantageux et viennent concurrencer le réseau de l'Alberta. En prévision de ces développements et en réaction à ceux-ci, la méthodologie actuelle de droits du réseau de l'Alberta a été conçue de manière à accroître la capacité de NGTL d'offrir des prix compétitifs et une souplesse en matière de service, et à donner à TransCanada la capacité de réagir aux pipelines de dérivation d'exportation futurs possibles.

Le réseau principal au Canada est maintenant l'un des cinq gazoducs offrant un service de transport à partir du BSOC. La concurrence accrue a mené au non-renouvellement de certains contrats de service de transport garanti sur le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada, et a mené à une baisse de l'utilisation de certains tronçons de pipelines.

De plus amples renseignements sur les risques d'entreprises dans le transport du gaz figurent à la rubrique « Facteurs de risque — Transport de gaz » ci-dessous et dans le rapport de gestion aux rubriques « Transport de gaz — Occasions et faits nouveaux » et « Transport de gaz — Risques d'entreprise ».

### ***Recherche et développement***

En 2004, TransCanada a consacré environ 7,0 millions de dollars à des activités de recherche et développement, dont environ 2,5 million de dollars avaient trait à la recherche sur la gestion de l'intégrité des pipelines, environ 3,0 millions de dollars à d'autres activités de pipelines réglementées et environ 1,5 million de dollars à des entreprises de pipelines non réglementées.

### ***Électricité***

Le secteur de l'électricité de l'entreprise de TransCanada comprend l'acquisition, l'aménagement, la construction, la propriété, l'exploitation et la gestion de centrales, la commercialisation de l'électricité et la prestation de services de comptes d'électricité pour les clients des secteurs énergétique et industriel.

Les centrales et les sources d'énergie qui appartiennent à TransCanada, qu'elle exploite et/ou qu'elle contrôle, y compris celles en voie d'aménagement ou de construction, représentent, au total, environ 5 700 MW de capacité de production d'électricité au Canada et aux États-Unis.

TransCanada est propriétaire exploitant :

- de centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta à Carseland (80 MW), Redwater (40 MW), Bear Creek (80 MW) et MacKay River (165 MW);
- de la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel Grandview (90 MW) près de Saint-John, au Nouveau-Brunswick;
- d'une centrale alimentée à l'énergie résiduelle à l'installation de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta (27 MW); et
- de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ocean State Power à Burrillville, au Rhode Island (560 MW).

TransCanada a conclu des conventions d'achat d'électricité à long terme à l'égard :

- de 100 % de la production de la centrale Sundance A (560 MW) et une participation de 50 %, par l'intermédiaire d'un partenariat, de la production de la centrale Sundance B (353 MW sur 706 MW), lesquelles sont situées près de Wabamun, en Alberta.

TransCanada est propriétaire, mais non exploitant :

- d'une participation de 31,6 % dans les centrales nucléaires de Bruce Power en Ontario (1 485 MW qui est en exploitation, sur un total de 4 700 MW); et
- d'une participation de 17 % dans Huron Wind L.P. dont les éléments d'actif sont situés sur le site de Bruce Power (2 MW qui est en exploitation, sur un total de 9 MW).

TransCanada est propriétaire des centrales suivantes, qui sont en voie de construction ou d'aménagement :

- la centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Bécancour de 550 MW, près de Trois-Rivières, au Québec, qui devrait être achevée à la fin de 2006; et
- une participation de 62 % dans Cartier Wind Energy, qui construira six centrales d'énergie éolienne dans la région de Gaspé, au Québec, (458 MW, sur un total de 739,5 MW).

TransCanada est sur le point d'acquérir des actifs de production hydroélectrique d'USGen qui sont situés sur deux rivières en Nouvelle-Angleterre et qui auront une capacité de production pouvant atteindre 518 MW, ce qui ne comprend pas la capacité de production de l'installation Bellows Falls (49 MW) puisque cette centrale est visée par une option d'achat détenue par un tiers et qui a été levée mais qui n'a pas encore été conclue.

TransCanada a un bureau de commercialisation de l'électricité à Westborough, au Massachusetts, chargé de gérer les conventions d'achat d'Ocean State Power et de s'acquitter des obligations d'approvisionnement et de tirer profit des autres occasions de commercialisation sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York. Ce bureau commercialise également la production de la centrale Castleton de S.E.C. Électricité.

Les services d'exploitation et d'entretien de la centrale Bruce Power continuent d'être fournis par des membres de la direction et du personnel de Bruce Power. Bruce Power loue les installations Bruce Power d'OPG et exploite actuellement six des huit générateurs de puissance nucléaire sur place. Les deux générateurs qui ne sont pas exploités sont inactifs. Bruce Power vend la production des unités d'exploitation au moyen d'une combinaison de contrats à prix fixe et de ventes sur le marché au comptant. Bruce Power est le locataire aux termes d'un contrat de location à long terme conclu avec OPG et, aux termes du contrat de location, les responsabilités relatives au combustible épuisé et au démantèlement du site incombent à OPG. Bruce Power est assujettie aux risques liés à l'exploitation et à l'entretien des centrales nucléaires, notamment les risques liés à l'utilisation, à la manutention, au confinement et à l'entreposage de matières radioactives; des restrictions quant aux montants et aux types d'assurance offerts sur le marché pour couvrir les responsabilités connexes pouvant découler de ces activités; les modifications à la réglementation fédérale courante qui s'applique aux activités nucléaires de Bruce Power ainsi que les diverses interprétations de celle-ci; les modifications devant être apportées pour se conformer aux normes de sécurité de plus en plus rigoureuses; et les réparations, modifications, remplacements et interruptions qui peuvent s'avérer nécessaires par suite des programmes d'essais et d'inspections qui, eux-mêmes, peuvent devoir être améliorés au cours des années à venir pour améliorer les activités ou se conformer aux exigences, notamment réglementaires, de plus en plus nombreuses.

À la fin du quatrième trimestre de 2004, TransCanada a répondu à la demande de propositions du gouvernement de l'Ontario visant une nouvelle capacité de production d'électricité de 2 500 MW. TransCanada et OPG, par l'intermédiaire de leur société en commandite, Portlands Energy Centre L.P., ont répondu à la demande de propositions en proposant une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une puissance de 550 MW qui serait située dans la région de Portlands, au centre-ville de Toronto (Ontario). TransCanada a, de son propre chef, répondu à la demande de propositions en soumettant une autre proposition qui n'était pas reliée.

TransCanada continue d'examiner des occasions d'investissement potentiel en électricité partout en Amérique du Nord, notamment, un investissement potentiel, conjointement avec ses partenaires de Bruce Power, dans la centrale nucléaire Point Lepreau, au Nouveau-Brunswick. La centrale Point Lepreau, qui appartient indirectement au gouvernement provincial du Nouveau-Brunswick, est une centrale nucléaire d'une puissance de 680 MW et qui compte un réacteur CANDU similaire à ceux exploités par Bruce Power. Bien que TransCanada et ses associés n'aient pas décidé s'ils investiraient dans la centrale Point Lepreau, les discussions se poursuivent avec New Brunswick Power.

### *S.E.C. TransCanada Électricité*

TransCanada est le commandité de S.E.C. Électricité et gère et exploite celle-ci, et détient 30,6 % de ses parts de société en commandite en circulation. S.E.C. Électricité est une société ouverte qui est propriétaire de 11 centrales au Canada et aux États-Unis qui produisent environ 744 MW d'électricité. Il s'agit de l'une des plus importantes sociétés en commandite dans le secteur de l'électricité cotée en Bourse au Canada, avec une capitalisation boursière d'environ 1,7 milliard de dollars. TransCanada fournit le combustible de gaz naturel et l'énergie résiduelle à certaines centrales de S.E.C. Électricité et achète la production d'une des centrales.

S.E.C. Électricité est propriétaire de ce qui suit :

- les centrales à cycle combiné alimentées par une combinaison de gaz naturel et d'énergie résiduelle provenant d'installations de compression adjacentes de TransCanada à Tunis (43 MW), Nipigon (40 MW), Kapuskasing (40 MW) et North Bay (40 MW), lesquelles centrales sont toutes situées en Ontario;
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel à Castleton-on-Hudson, dans l'État de New York (64 MW);
- une centrale alimentée aux déchets de bois à Williams Lake, en Colombie-Britannique (66 MW);
- l'usine alimentée aux déchets de bois et à l'énergie résiduelle Calstock près de Hearst, en Ontario (35 MW);
- la centrale à cycle simple ManChief près de Brush, au Colorado (300 MW);
- les centrales hydroélectriques Curtis Palmer sur la rivière Hudson près de Corinth, dans l'État de New York (60 MW);
- la centrale hydroélectrique au fil de l'eau sur la rivière Mamquam au nord de Vancouver (50 MW); et
- le poste hydroélectrique Queen Charlotte comptant sur un réservoir à trois unités situé sur l'Île Moresby, en Colombie-Britannique (6 MW).

### *Autres activités liées à l'électricité*

#### *PT Paiton*

TransCanada détient une participation effective de 11 % dans PT Paiton Energy Company, qui est propriétaire d'un projet relatif à l'énergie électrique comprenant deux centrales alimentées au charbon d'une puissance de 615 MW situées en Indonésie.

## Rendement des activités liées à l'électricité

Les tableaux qui suivent font état des produits d'exploitation gagnés, des volumes d'électricité commercialisés et de la capacité de production au Canada et aux États-Unis pour les exercices terminés les 31 décembre 2004 et 2003 provenant des activités liées à l'électricité de TransCanada.

	2004		2003	
	Produits (millions de dollars)	Pour cent	Produits (millions de dollars)	Pour cent
<i>Produits d'exploitation</i> <sup>1)</sup>				
Canada — Marché intérieur .....	706	59	765	55
Canada — Exportation .....	2	—	2	—
États-Unis .....	482	41	634	45
<b>Total</b> .....	<u>1 190</u>	<u>100</u>	<u>1 401</u>	<u>100</u>

	2004		2003	
	Volume (gigawattheures)	Pour cent	Volume (gigawattheures)	Pour cent
<i>Volumes vendus</i> <sup>2)3)4)</sup>				
Canada — Marché intérieur .....	24 426	79	20 575	74
Canada — Exportation .....	37	—	38	—
États-Unis .....	6 457	21	7 397	26
<b>Total</b> .....	<u>30 920</u>	<u>100</u>	<u>28 010</u>	<u>100</u>

	2004		2003	
	Production (MW)	Pour cent	Production (MW)	Pour cent
<i>Capacité de production</i> <sup>2)3)4)5)6)</sup>				
Canada .....	3 112	76	2 641	73
États-Unis .....	984	24	984	27
<b>Total</b> .....	<u>4 096</u>	<u>100</u>	<u>3 625</u>	<u>100</u>

### Nota :

- 1) Les produits d'exploitation pour 2004 tiennent compte de la vente des centrales Curtis Palmer et ManChief à S.E.C. Électricité le 30 avril 2004.
- 2) Comprend la totalité des volumes vendus par S.E.C. Électricité et la capacité de production de celle-ci (après l'élimination des opérations intersociétés avec TransCanada).
- 3) TransCanada acquiert directement ou indirectement 560 MW de Sundance A et 353 MW de Sundance B en vertu de conventions d'achat d'électricité à long terme, lesquels représentent 100 % de la production de Sundance A et 50 % de la production de Sundance B, respectivement.
- 4) Les volumes des ventes pour l'exercice 2003 tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TransCanada dans la production de Bruce Power, dans le cadre de l'acquisition réalisée le 14 février 2003.
- 5) Les chiffres pour 2004 excluent les centrales Bécancour (550 MW) et Grandview (90 MW) qui n'étaient pas en service commercial à la fin de l'exercice. Les chiffres pour 2003 excluent les centrales MacKay River (165 MW), Bécancour (550 MW), Grandview (90 MW) et Bruce, Unit 3 (237 MW) qui n'étaient pas en service commercial au 31 décembre 2003.
- 6) Exclut la capacité de production d'USGen (518 MW compte non tenu de l'installation Bellows Falls), que TransCanada prévoit acquérir en 2005. Est également exclue la quote-part de TransCanada dans la capacité de production de Cartier Wind Energy (458 MW) qui est en voie d'aménagement.

## Réglementation de l'électricité

La déréglementation du secteur de l'électricité s'effectue à différents stades dans la plupart des marchés où TransCanada est actuellement active, qui sont principalement l'Alberta, l'Ontario et le nord-est des États-Unis. En 2001, l'Alberta a déréglementé son actif de production et a ouvert le marché aux détaillants et aux grossistes. En mai 2002, le gouvernement de l'Ontario a créé un marché de gros concurrentiel fondé sur les soumissions pour l'électricité

en Ontario, processus qui a commencé avec l'adoption initiale de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Plus tard en 2002, après une croissance et une volatilité importantes des prix aux termes de ce nouveau marché, le gouvernement de l'Ontario a plafonné les prix dans le secteur du détail, protégeant efficacement les consommateurs admissibles contre la volatilité des prix de gros. Par suite d'un changement de gouvernement en Ontario, ces prix au détail ont été augmentés le 1<sup>er</sup> avril 2004, afin de mieux refléter le coût de l'électricité. Ces plafonds ne touchent pas directement le marché de gros dans lequel TransCanada est principalement active. En décembre 2004, le gouvernement de l'Ontario a de nouveau restructuré les marchés de l'électricité en Ontario en adoptant la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (« LRE »). La LRE a notamment pour effet de placer certains actifs de production d'énergie hydroélectrique et nucléaire fondés sur des tarifs de l'Ontario Power Generation Corporation sous la réglementation directe des tarifs par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Bruce Power n'a pas été touchée par cette loi et demeure un participant sur le marché de gros en Ontario. Bruce Power est actuellement en pourparlers avec un négociateur nommé par le gouvernement provincial relativement au redémarrage possible des unités 1 et 2 de Bruce Power. Il n'est pas possible de savoir si ces négociations entraîneront des changements au contexte commercial dans lequel Bruce Power exerce des activités. De plus, la LRE prévoit un retour à la planification du système coordonnée par l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») nouvellement créé, qui est chargé de gérer l'approvisionnement à long terme de l'électricité en Ontario. L'OEO sera chargé de veiller à l'obtention d'approvisionnements en électricité par l'intermédiaire de demandes de propositions ou autrement, et conclura de nouvelles conventions d'achat d'électricité avec les producteurs d'électricité qui répondent aux initiatives en matière d'approvisionnement. Il est possible que ces changements, ainsi que les changements qui surviendront éventuellement dans le secteur de l'électricité en Ontario, auront des effets tant positifs que négatifs sur les activités du secteur de l'électricité de TransCanada en Ontario.

L'investissement de TransCanada dans Ocean State Power et ses activités de commercialisation de l'électricité aux États-Unis sont assujettis à la compétence de la FERC en vertu de la loi américaine intitulée *Federal Power Act*, ainsi qu'à la compétence de certaines autorités de réglementation des États dans lesquels ses installations de production sont situées. En 1998 et 1999, respectivement, la FERC a entrepris l'exploitation de marchés de gros concurrentiels fondés sur des soumissions pour l'électricité en Nouvelle-Angleterre et à New York. Ces marchés continuent d'évoluer dans le cadre de processus de consultation avec les gouvernements, les autorités de réglementation et les intervenants du marché. Les marchés du nord-est dans lesquels TransCanada exerce des activités sont en train de converger en termes de structure par suite de l'adoption récente d'éléments relatifs à la conception du marché unitaire (Standard Market Design) qui ont été définis par la FERC.

### ***Concurrence dans l'électricité***

L'entreprise d'électricité de TransCanada a été exploitée et continue d'être exploitée dans des marchés hautement concurrentiels, qui comptent de nombreux participants et qui sont menés principalement par les prix. TransCanada atténue l'impact des changements à court terme sur les marchés en ayant recours à diverses méthodes de couverture, notamment en concluant des contrats de vente à terme à prix fixe. La quantité et la durée de ces contrats de vente à terme varient en fonction des régions et sont tributaires de la liquidité des marchés dans ces régions. De plus, TransCanada conserve une certaine quantité de production non vendue afin de conserver sa flexibilité à court terme afin de gérer le portefeuille d'éléments d'actif de TransCanada.

De plus amples renseignements sur les risques d'entreprise liés à l'entreprise d'électricité de TransCanada figurent à la rubrique « Facteurs de risque — Électricité » ci-dessous et dans le rapport de gestion à la rubrique « Électricité — Risques d'entreprise ».

### **Autres participations**

#### ***Cancarb Limited***

TransCanada est propriétaire de Cancarb Limited, installation de fabrication de noir de carbone thermique d'envergure mondiale située à Medicine Hat, en Alberta.

#### ***TransCanada Turbines***

TransCanada est propriétaire d'une participation de 50 % dans TransCanada Turbines Ltd., entreprise de réparation et de remise en état de turbines à gaz industrielles aérodérivées. Cette entreprise exerce surtout ses activités à partir

d'installations situées à Calgary, en Alberta, et a des bureaux à Bakersfield, en Californie, East Windsor, au Connecticut, et Liverpool, en Angleterre.

### **TransCanada Calibrations**

TransCanada est propriétaire à 80 % de TransCanada Calibrations Ltd., entreprise d'étalonnage de compteurs à gaz agréée par Mesures Canada, située à Île des Chênes, au Manitoba.

### **Activités abandonnées**

Depuis 1999, TransCanada concentre ses activités sur le transport du gaz naturel et la production d'électricité en Amérique du Nord. Au cours de cette période, TransCanada s'est départie de la quasi-totalité de ses actifs dans des entreprises internationales, des entreprises intermédiaires et des entreprises de commercialisation de pétrole et de gaz. De plus amples renseignements sur les activités abandonnées figurent dans le rapport de gestion à la rubrique « Risques d'entreprise — Activités abandonnées ».

## **SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT**

TransCanada s'est engagée à assurer un environnement sain et sécuritaire pour ses employés et le public, et à protéger l'environnement. La question de la santé, de la sécurité et de l'environnement (« *SS et E* ») est une priorité pour tous les secteurs d'activité de TransCanada. Le comité SS et E du conseil d'administration de TransCanada (le « conseil ») surveille la conformité à la politique SS et E de TransCanada grâce à des rapports réguliers du service collectivité, sécurité et environnement de TransCanada. Les membres de la haute direction de TransCanada se sont aussi engagés à veiller à ce que TransCanada respecte ses politiques et soit un chef de file de l'industrie. La haute direction est régulièrement informée de toutes les questions opérationnelles importantes et des initiatives en matière de SS et E au moyen d'un processus de rapports informels. De plus, le système de gestion et le rendement de TransCanada en matière de SS et E sont évalués par un cabinet indépendant à tous les trois ans ou plus souvent si le comité SS&E en fait la demande. L'évaluation la plus récente a été effectuée par PricewaterhouseCoopers en janvier 2004. Ces évaluations comportent des rencontres avec des membres de la haute direction, un examen des politiques et des objectifs, une évaluation du rendement et la divulgation d'informations.

TransCanada a un système de gestion SS et E inspiré des éléments de la norme de l'Organisation internationale de normalisation pour les systèmes de gestion de l'environnement connue sous l'appellation ISO 14001, visant à faciliter l'orientation des ressources en fonction des secteurs qui présentent le plus de risques pour les activités commerciales de l'organisation relativement à la SS et E. Ce système signale les occasions d'amélioration, permet à TransCanada de se rapprocher des attentes et objectifs définis en matière de SS et E et assure un avantage concurrentiel sur le plan commercial. Les vérifications externes et indépendantes en matière de SS et E, les évaluations du système de gestion et les inspections planifiées servent à évaluer tant l'efficacité de la mise en œuvre des programmes, procédés et procédures en matière de SS et E que le respect des exigences réglementaires par TransCanada.

TransCanada emploie un personnel à plein temps qui se consacre aux questions en matière de SS et E et elle intègre les politiques et principes de SS et E dans les activités de planification, de développement, de construction et d'exploitation de tous ses projets. Les exigences en matière de protection de l'environnement n'ont pas eu un effet important sur les dépenses en immobilisations de TransCanada à ce jour; toutefois, rien ne garantit que ces exigences n'aient pas un effet important sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de TransCanada à l'avenir. Ces exigences peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, notamment du cadre réglementaire dans lequel TransCanada exerce ses activités.

### **Environnement**

Les plus importantes questions environnementales auxquelles TransCanada est confrontée ont trait au changement climatique. Le changement climatique représente une question stratégique pour TransCanada, particulièrement par suite de la ratification du protocole de Kyoto par le gouvernement du Canada, lequel est entré en vigueur en février 2005 et exige du Canada qu'il réduise considérablement ses émissions de gaz à effet de serre. Le gouvernement canadien est en train d'élaborer les politiques sur la manière dont il compte atteindre ces objectifs de réduction et, en attendant de les connaître, il est impossible pour TransCanada de prédire dans quelle mesure elle sera touchée.

TransCanada a une stratégie complète en matière de changement climatique en place depuis 1999, laquelle comprend cinq principaux éléments d'activités :

- Participation aux forums sur la politique;
- Mise en œuvre de programmes de réduction des émissions directes;
- Évaluation de nouvelles technologies;
- Évaluation des mécanismes d'échange de droits d'émission; et
- Évaluation des occasions d'affaires.

Des activités dans chacun de ces secteurs ont eu lieu en 2004 et se poursuivront en 2005.

TransCanada a reçu pour la sixième fois d'affilée le statut de niveau or (Gold Level Reporting) pour son rapport annuel 2004 sur les changements climatiques et les émissions atmosphériques du Registre défi-climat canadien de GES de l'Association canadienne de normalisation, anciennement connue sous le nom de « programme Mesures volontaires et Registre (« MVR ») ». Pour obtenir le statut de niveau or, les rapports sont notés en plusieurs catégories. Seulement 12 % des soumissions au Registre ont reçu le statut de niveau or. En 2004, le programme MVR a été remplacé par le Registre défi-climat canadien de GES par suite de l'adoption par le gouvernement canadien d'une loi rendant obligatoire la divulgation des émissions de gaz à effet de serre.

### **POURSUITES JUDICIAIRES**

La Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Association et deux propriétaires fonciers ont intenté, en vertu de la *Loi de 1992 sur les recours collectifs de l'Ontario*, une action contre TransCanada et Enbridge Inc. pour des dommages de 500 millions de dollars qu'ils auraient prétendument subis du fait de la création d'une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres du pipeline, conformément à l'article 112 de la *Loi de l'Office national de l'énergie*. TransCanada est d'avis que la demande n'est pas fondée et se défendra vigoureusement. TransCanada n'a constitué aucune provision en cas de responsabilité éventuelle. Toute responsabilité, s'il en est, serait traitée par le truchement du processus de réglementation.

TransCanada et ses filiales font l'objet de diverses poursuites judiciaires et actions survenant dans le cadre normal des affaires. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire l'issue de ces poursuites judiciaires et actions, la direction de TransCanada estime que leur résolution n'aura pas d'incidence importante sur la situation financière ou les résultats d'exploitation consolidés de TransCanada.

### **AGENT DES TRANSFERTS ET AGENT CHARGÉ DE LA TENUE DES REGISTRES**

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres de TransCanada est Société de fiducie Computershare du Canada, qui possède des installations de transfert dans les villes canadiennes de Vancouver, Calgary, Winnipeg, Toronto, Montréal et Halifax.

### **EXPERTS INTÉRESSÉS**

Les vérificateurs de TransCanada sont KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. et, en date du 1<sup>er</sup> mars 2005, les associés de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. ne détiennent aucun droit de propriété inscrit ou véritable, directement ou indirectement, dans des titres de TransCanada.

### **FACTEURS DE RISQUE**

Divers facteurs, notamment ceux qui sont décrits à la présente rubrique, pourraient avoir pour effet que les résultats ou événements réels diffèrent considérablement des attentes actuelles.

Les activités de TransCanada sont des plus complexes et sont réparties sur des dizaines de milliers de kilomètres carrés, souvent en régions éloignées. Les installations de pipelines et les centrales sont soumises à des risques opérationnels, dont la défaillance mécanique, la dégradation matérielle, les erreurs des opérateurs, les vices de fabrication, les conflits de travail, le terrorisme, la pénurie d'approvisionnement, les catastrophes et les désastres naturels. La survenance ou la continuation de telles éventualités pourrait hausser les coûts de TransCanada et réduire sa capacité de transporter du gaz naturel ou de produire de l'électricité.

## *Transport de gaz*

Les activités de transport de gaz de TransCanada font l'objet de concurrence tant au niveau de l'approvisionnement que du marché de ses réseaux. La concurrence provient de l'accès par d'autres pipelines à un BSOC de plus en plus mature et qui dessert les mêmes marchés que TransCanada. De plus, l'expiration continue des contrats de transport garanti a occasionné d'importantes réductions de la capacité visée par des contrats garantis tant sur le réseau principal au Canada que sur le réseau de l'Alberta. De plus, les décisions réglementaires continuent d'avoir une incidence importante sur les rendements financiers des gazoducs canadiens détenus en propriété exclusive par TransCanada ainsi que sur les investissements futurs dans ceux-ci.

De plus amples renseignements sur les risques en matière de concurrence liés aux activités de transport de gaz naturel de TransCanada figurent à la rubrique « Activités de TransCanada — Transport de gaz — Concurrence dans le transport du gaz » ci-dessus et dans le rapport de gestion aux rubriques « Transport de gaz — Occasions et faits nouveaux » et « Transport de gaz — Risques d'entreprise ».

## *Électricité*

Les activités liées à l'électricité de TransCanada et les investissements dans celles-ci peuvent être touchés par divers facteurs, notamment la concurrence de la part d'autres participants sur le marché, les fluctuations de la demande du marché, la dépendance à l'égard de l'approvisionnement en charges d'alimentation, notamment en gaz naturel, en déchets de bois, en eau, en charbon et en uranium, la fluctuation des prix des charges d'alimentation, la fluctuation des prix de l'électricité, les pannes imprévues, le rendement d'exploitants indépendants de centrales, les interruptions dans le transport de l'électricité et les influences et les changements d'ordre réglementaire.

De plus amples renseignements sur les risques en matière de concurrence liés aux activités d'électricité de TransCanada figurent aux rubriques « Activités de TransCanada — Électricité — Concurrence dans l'électricité » ci-dessus et dans le rapport de gestion à la rubrique « Électricité — Risques d'entreprise ».

## *International*

Les investissements internationaux de TransCanada sont assujettis à un certain nombre de risques particuliers aux activités internationales. Ces risques comprennent, entre autres, les contrôles du change et la fluctuation de la monnaie locale, les risques politiques, les mesures de la collectivité, les modifications aux lois, les contrôles des prix, la disponibilité et la qualité de la main-d'œuvre locale et l'agitation ouvrière. Ces risques sont atténués par des polices d'assurance, la participation d'associés locaux et étrangers, une structure commerciale prudente et d'autres mesures.

## *Risques d'entreprise*

TransCanada fait affaire avec de nombreux cocontractants dont la solvabilité varie grandement. Bien que des processus soient prévus pour tenir compte de la solvabilité de ces cocontractants, le défaut d'un cocontractant de s'acquitter de ses obligations financières pourrait avoir une incidence sur la situation financière de TransCanada. Ce défaut pourrait découler de divers facteurs indépendants de la volonté de TransCanada, notamment la fluctuation des prix des produits énergétiques et des taux d'intérêt et de change, l'évolution de la conjoncture économique et de la réglementation, l'instabilité politique et les activités assujetties au contrôle judiciaire.

Puisque TransCanada est active principalement au Canada et aux États-Unis, les taux d'intérêt et les taux de change peuvent influencer sur son rendement financier. TransCanada a mis en place un programme actif de couverture contre les risques liés aux taux d'intérêt et aux taux de change, mais rien ne garantit qu'une telle couverture sera suffisante pour faire face aux risques.

La stratégie de croissance de TransCanada est tributaire de l'acquisition ou de la construction d'installations et d'entreprises qui cadrent avec ses activités actuelles ou les complètent. TransCanada peut engager des coûts pour tenter de faire des acquisitions ou pour la mise en valeur d'actifs reliés à l'électricité ou au transport du gaz naturel, qui pourraient ne pas se concrétiser. Le défaut de TransCanada de mener à terme des acquisitions négociées ou de nouveaux aménagements pourrait donner lieu à des obligations contractuelles, à des dommages-intérêts déterminés, à des coûts et à des dépenses supplémentaires qui pourraient influencer sur le rendement financier.

La croissance de TransCanada est également tributaire de l'accès aux marchés financiers aux États-Unis et au Canada. Bien que d'importantes facilités de crédit soient actuellement disponibles, l'évolution de la situation du marché

pourrait occasionner une hausse importante du coût du capital ou un accès plus limité au capital, ce qui réduirait la capacité de TransCanada de poursuivre des occasions de croissance.

De plus amples renseignements sur les facteurs de risque et la gestion des risques de TransCanada figurent dans le rapport de gestion aux rubriques « Transport de gaz — Risques d'entreprise », « Électricité — Risques d'entreprise » et « Gestion des risques ».

## DIVIDENDES

TransCanada n'a pas de politique définie en matière de dividendes. Le conseil d'administration examine trimestriellement le rendement financier de TransCanada et juge du niveau approprié de dividendes à déclarer au trimestre suivant. À l'heure actuelle, la capacité de TransCanada à déclarer et à verser des dividendes sur ses actions ordinaires est tributaire de la capacité de TCPL à déclarer des dividendes sur ses actions ordinaires, qui sont toutes détenues par TransCanada. Il existe des dispositions dans les divers actes de fiducie ou conventions de crédit auxquels TCPL est partie qui restreignent la capacité de TCPL à déclarer des dividendes et à en verser à TransCanada, dans certaines circonstances, et, si ces restrictions devaient s'appliquer, elles pourraient avoir une incidence sur la capacité de TransCanada à déclarer ou à verser des dividendes sur ses actions ordinaires. La direction de TransCanada est d'avis que ces dispositions ne restreignent ni ne modifient la capacité de TransCanada à déclarer ou à verser des dividendes.

Les dividendes déclarés par action au cours des trois derniers exercices terminés sont indiqués dans le tableau suivant :

	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires <sup>1)</sup> . . . . .	1,16	1,08	1,00

**Nota :**

1) Avant le 15 mai 2003, ces dividendes ont été versés par TCPL.

## DESCRIPTION DE LA COMPOSITION DU CAPITAL

### *Capital-actions*

Le capital-actions autorisé de TransCanada consiste en un nombre illimité d'actions ordinaires, dont environ 484 914 324 étaient émises et en circulation à la fin de l'exercice, et d'un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et d'actions privilégiées de deuxième rang pouvant être émises en séries, dont aucune n'est en circulation. Le texte qui suit est une description des principales caractéristiques de chacune de ces catégories d'actions.

#### *Actions ordinaires*

Les actions ordinaires donnent droit à leurs porteurs d'exercer un droit de vote pour chaque action qu'ils détiennent à toutes les assemblées des actionnaires, sauf aux assemblées auxquelles seuls les porteurs d'une autre catégorie précise d'actions ont le droit de voter, et, sous réserve des droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de premier rang et aux actions privilégiées de deuxième rang, que ce soit en tant que catégorie ou série, ainsi qu'à toute autre catégorie ou série d'actions de TransCanada qui ont priorité de rang sur les actions ordinaires, donnent droit à leurs porteurs de recevoir i) des dividendes lorsque le conseil en déclare, versés à partir de l'actif de TransCanada dûment applicable au versement des dividendes, d'un montant que le conseil détermine de temps à autre et qui sont payables aux moments et aux endroits que le conseil peut déterminer de temps à autre, et ii) le reliquat des biens de TransCanada en cas de dissolution de TransCanada.

#### *Actions privilégiées de premier rang*

Sous réserve de certaines restrictions, le conseil peut de temps à autre émettre des actions privilégiées de premier rang en une ou plusieurs séries et déterminer pour l'une ou l'autre de ces séries sa désignation, le nombre d'actions en faisant partie et les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés à chaque série. Les actions privilégiées de premier rang, en tant que catégorie, comportent, notamment, les dispositions à l'effet suivant.

Les actions privilégiées de premier rang de chaque série prennent rang égal avec les actions privilégiées de premier rang de toute autre série, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires, les actions privilégiées de deuxième rang et

toute autre action de rang inférieur aux actions privilégiées de premier rang à l'égard du paiement de dividendes, du remboursement de capital et de la distribution de l'actif de TransCanada en cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada.

À moins de disposition contraire dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* ou d'indication contraire ci-dessous, les porteurs des actions privilégiées de premier rang n'auront pas le droit d'exercer de droits de vote ni de recevoir d'avis de convocation aux assemblées des actionnaires ni d'assister à ces assemblées. Les porteurs d'une série particulière d'actions privilégiées de premier rang auront le droit, si les administrateurs le déterminent avant l'émission de cette série, d'exercer les droits de vote que les administrateurs détermineront si TransCanada omet de verser des dividendes à l'égard de cette série d'actions privilégiées pendant la période que les administrateurs pourront déterminer.

Les dispositions rattachées aux actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie peuvent être modifiées uniquement avec l'approbation des porteurs des actions privilégiées de premier rang en tant que catégorie. Toute telle approbation devant être donnée par les porteurs des actions privilégiées de premier rang peut être donnée par le vote affirmatif des porteurs d'au moins 66 ⅔ % des actions privilégiées de premier rang représentées et dont les droits de vote sont exercés à une assemblée de ces porteurs ou à une reprise d'assemblée en cas d'ajournement.

#### *Actions privilégiées de deuxième rang*

Les droits, privilèges, restrictions et conditions rattachés aux actions privilégiées de deuxième rang sont essentiellement identiques à ceux rattachés aux actions privilégiées de premier rang, si ce n'est que les actions privilégiées de deuxième rang sont de rang inférieur aux actions privilégiées de premier rang pour ce qui est du versement de dividendes, du remboursement du capital et de la distribution de l'actif de TransCanada en cas de liquidation ou de dissolution de TransCanada.

### NOTATION

TransCanada n'a émis aucun titre de créance et aucune note ne lui a été attribuée. Toutefois, les tableaux suivants indiquent les notes qui ont été attribuées aux catégories de titres en circulation de la filiale de TransCanada, TCPL :

<u>Globalement</u>	<u>DBRS</u>	<u>Moody's</u>	<u>S&amp;P</u>
Titres de créance de rang supérieur garantis			
<i>Obligations hypothécaires de premier rang</i> . . . . .	A	A2	A
Titres de créance de rang supérieur non garantis			
<i>Déventures</i> . . . . .	A	A2	A-
<i>Billets à moyen terme</i> . . . . .	A	A2	A-
Titres de créance subordonnés . . . . .	A (bas)	A3	BBB+
Titres de créance subordonnés de rang inférieur . . . . .	Pfd-2	A3	BBB
Actions privilégiées . . . . .	Pfd-2 (bas)	Baa1	BBB
Papier commercial . . . . .	R-1 (bas)	P-1	—
Tendances/perspectives en matière de notation . . . . .	Stable	Stable	Négatif

Les notes visent à fournir aux épargnants une mesure indépendante de la qualité du crédit d'une émission de titres. Les notes ne constituent pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres et ne tiennent pas compte du cours ou du caractère adéquat d'un titre particulier pour un épargnant donné. Rien ne garantit qu'une note demeurera en vigueur pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas révisée ou entièrement retirée par une agence de notation à l'avenir si, à son avis, les circonstances le justifient. Une description des notes attribuées par les agences de notation indiquées dans le tableau ci-dessus est donnée ci-dessous.

#### *Dominion Bond Rating Service (DBRS)*

DBRS a différents échelons de notation pour les actions privilégiées et les titres de créance à court et à long termes. Les désignations « haut » ou « bas » sont utilisées pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notation. L'absence de la mention « haut » ou « bas » indique que la note se situe au « milieu » de la catégorie. La note « R-1 (bas) » attribuée aux titres de créance à court terme de TransCanada est la troisième plus élevée des 10 catégories de notation et indique une qualité de crédit satisfaisante. La force et les perspectives globales relatives aux ratios clés de liquidité, d'endettement et de rentabilité ne sont généralement pas aussi favorables que celles

relatives aux titres ayant reçu une note située dans les catégories de notation plus élevées, mais elles sont tout de même respectables. Les facteurs de réserve négatifs qui existent sont considérés comme pouvant être gérés, et l'entité a généralement une taille suffisante pour lui permettre d'exercer une certaine influence dans son secteur d'activité. La note « A » attribuée aux titres de créance garantis et non garantis de rang supérieur de TransCanada et la note « A (bas) » attribuée à ses titres de créance subordonnés sont les troisièmes plus élevées des 10 catégories de notes pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance à long terme qui se sont vu attribuer la note « A » ont une qualité de crédit satisfaisante. La protection de l'intérêt et du capital demeure importante, mais le degré de force est inférieur à celui des entités dont les titres de créance se sont vu attribuer la note « AA ». Bien qu'il s'agisse d'une note respectable, les entités dont les titres de créance se sont vu attribuer la note « A » sont considérées comme étant plus susceptibles d'être touchées par les conditions économiques défavorables et sont plus sujettes aux tendances cycliques que les entités dont les titres de créance se sont vu attribuer de meilleures notes. Les notes « Pfd-2 » et « Pfd-2 (bas) » attribuées aux titres de créance subordonnés de rang inférieur et aux actions privilégiées de TransCanada sont les deuxièmes plus élevées des six catégories de notation pour les actions privilégiées. La qualité de crédit des actions privilégiées qui se sont vu attribuer la note « Pfd-2 » est satisfaisante. La protection des dividendes et du capital demeure importante; toutefois, le bénéfice, le bilan et les ratios de couverture ne sont pas aussi solides que ceux de sociétés dont les titres se sont vu attribuer la note « Pfd-1 ».

### ***Moody's Investor Services (Moody's)***

Moody's a différentes échelles de notation pour les obligations à court et à long termes. Les modificateurs numériques 1, 2 et 3 sont appliqués à chaque catégorie de notation, le modificateur 1 étant le plus élevé et le modificateur numérique 3 étant le plus faible. La note « P-1 » attribuée aux titres de créance à court terme de TransCanada est la plus élevée des quatre catégories de notation et indique une capacité supérieure à rembourser les titres de créance à court terme. Les notes « A2 » attribuées aux titres de créance de rang supérieur garantis et non garantis de TransCanada et les notes « A3 » attribuées à ses titres de créance subordonnés et titres de créances subordonnés de rang inférieur sont les troisièmes plus élevées des neuf catégories de notation pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance qui se sont vu attribuer la note « A » sont considérés faire partie de la catégorie médiane supérieure et sont assujetties à un faible risque de crédit. La note « Baa1 » attribuée aux actions privilégiées de TransCanada est la quatrième plus élevée des neuf catégories de notation pour les titres de créance à long terme. Les titres de créance qui se sont vu attribuer la note « Baa » sont assujettis à un risque de crédit modéré, sont considérés comme étant de qualité moyenne, et, par conséquent, peuvent posséder certaines caractéristiques spéculatives.

### ***Standard & Poor's (S&P)***

S&P a divers échelons de notation pour les titres de créance à court et à long termes. Les notes peuvent être modifiées par l'ajout du signe plus (+) ou moins (-) pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notation particulière. Les notes « A » et « A- » attribuées aux titres de créance de rang supérieur garantis et non garantis de TransCanada sont les troisièmes plus élevées des 10 catégories de notation pour les titres de créance à long terme. La note « A » indique la forte capacité du débiteur à respecter son engagement financier; toutefois, le titre de créance est quelque peu susceptible d'être touché défavorablement par les changements dans certains événements et dans la conjoncture économique que les titres de créance qui se sont vu attribuer des notes faisant partie de catégories de notation plus élevées. La note « BBB+ » attribuée aux titres de créance subordonnés de TransCanada et les notes « BBB » attribuées à ses titres de créance subordonnés de rang inférieur ainsi qu'à ses actions privilégiées sont les quatrièmes plus élevées des 10 catégories de notation pour les titres de créance à long terme. Un titre de créance qui s'est vu attribuer la note « BBB » démontre des paramètres de protection adéquats. Toutefois, des conditions économiques défavorables ou les changements dans certaines circonstances sont plus susceptibles d'entraîner une moins bonne capacité de la part du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard du titre de créance.

## MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la « *TSX* ») et du New York Stock Exchange (« *NYSE* »). Le tableau suivant indique les cours de clôture extrêmes mensuels et les volumes des opérations mensuels sur les actions ordinaires de TransCanada à la *TSX* qui ont été publiés pour les périodes indiquées :

### Actions ordinaires (TRP)

Mois	Haut (\$)	Bas (\$)	Volume des opérations
Décembre 2004 . . . . .	30,35	28,51	18 175 381
Novembre 2004 . . . . .	29,52	27,00	17 243 717
Octobre 2004 . . . . .	28,31	26,98	21 415 001
Septembre 2004 . . . . .	28,60	27,11	29 869 649
Août 2004 . . . . .	27,72	26,28	14 911 517
Juillet 2004 . . . . .	26,79	25,37	17 985 303
Juin 2004 . . . . .	27,30	25,70	21 550 578
Mai 2004 . . . . .	28,39	26,92	19 232 179
Avril 2004 . . . . .	29,40	26,31	29 357 948
Mars 2004 . . . . .	29,72	27,60	39 732 275
Février 2004 . . . . .	27,83	26,47	27 926 798
Janvier 2004 . . . . .	28,43	26,45	22 784 477

De plus, les titres suivants des filiales de TransCanada, TCPL et NGTL, sont inscrits à la cote des Bourses indiquées ci-dessous :

- les actions privilégiées de premier rang rachetables, à dividende cumulatif, série U et série Y de TCPL sont inscrites à la cote de la *TSX*;
- les titres privilégiés à 8,25 % échéant en 2047 de TCPL sont inscrits à la cote du *NYSE*;
- les obligations hypothécaires de premier rang sur pipelines à 16,50 % échéant en 2007 de TCPL sont inscrites à la cote du London Stock Exchange; et
- les débetures à 7,875 % échéant le 1<sup>er</sup> avril 2023 de NGTL sont inscrites à la cote du *NYSE*.

## ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Au 7 mars 2005, les administrateurs et hauts dirigeants de TransCanada, en tant que groupe, étaient directement ou indirectement propriétaires véritables de 2 601 214 actions ordinaires de TransCanada et de 19 800 parts de S.E.C. Électricité, lesquelles représentent moins de 1 % des actions ordinaires de TransCanada et moins de 1 % des titres comportant droit de vote de l'une ou l'autre de ses filiales ou des membres de son groupe, ou exerçaient le contrôle ou l'emprise sur moins de 1 % de ces actions et de ces titres. TransCanada recueille ces renseignements auprès de ses administrateurs et dirigeants, mais n'a par ailleurs pas directement connaissance des avoirs individuels à l'égard de ses titres. De plus amples renseignements sur la propriété véritable des titres ou sur le contrôle ou l'emprise dont ils font l'objet figurent dans la circulaire d'information de la direction de TransCanada datée du 1<sup>er</sup> mars 2005 (la « *circulaire d'information* ») à la rubrique « Questions à débattre à l'assemblée annuelle — Élection des administrateurs ». Se reporter également à la rubrique « Renseignements supplémentaires » dans la présente notice annuelle.

### Administrateurs

Le tableau qui suit donne le nom des douze administrateurs qui siégeaient au conseil d'administration de TransCanada à la fin de l'exercice, leur territoire de résidence, les postes qu'ils occupent au sein de TransCanada et des principaux membres de son groupe, leurs fonctions principales ou leur emploi au cours des cinq dernières années et l'année depuis laquelle chaque administrateur s'est acquitté de façon continue des fonctions d'administrateur de

TransCanada et, avant l'arrangement, de TCPL. Les postes occupés et les fonctions exercées au sein de TransCanada sont également occupés et exercés par le titulaire au sein de TCPL.

<u>Nom et lieu de résidence</u>	<u>Fonctions principales au cours des cinq dernières années</u>	<u>Administrateur depuis</u>
Douglas D. Baldwin Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, Talisman Energy Inc. (pétrole et gaz) depuis mai 2003. Président et chef de la direction, TCPL, d'août 1999 à avril 2001. Administrateur, Calgary Airport Authority, Citadel Group of Funds, Resolute Energy Inc. et UTS Energy Corporation. Membre du Conseil des gouverneurs, University of Calgary.	1999
Wendy K. Dobson Uxbridge (Ontario) Canada	Professeure, Rotman School of Management et directrice, Institute for International Business, University of Toronto (éducation). Administratrice, MDS Inc., Banque Toronto-Dominion et vice-présidente du conseil, Conseil canadien sur la reddition de comptes.	1992
L'hon. Paule Gauthier, C.P., O.C., O.Q., c.r. Québec (Québec) Canada	Associée principale, Desjardins Ducharme Stein Monast (cabinet d'avocats). Administratrice, Banque Royale du Canada, La Société Trust Royal du Canada, Compagnie Trust Royal, Rothmans Inc. et Metro Inc. Présidente du Comité de surveillance des activités de renseignement de sécurité. Présidente de la Fondation de la Maison Michel Sarrazin et présidente de l'Institut Québécois des Hautes Études Internationales, Université Laval.	2002
Richard F. Haskayne, O.C., F.C.A. Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, TransCanada et TCPL. Avant le 19 février 2003, président du conseil, Fording Inc. (charbon et wollastonite). Administrateur, EnCana Corporation et Compagnie Weyerhaeuser.	1998 (NOVA, 1991) <sup>1)</sup>
Kerry L. Hawkins Winnipeg (Manitoba)	Président, Cargill Limited (manutentionnaire céréalier, marchand, transporteur et fabricant de produits agricoles et commerçant en gaz). Administrateur, NOVA Chemicals Corporation, Shell Canada Limitée et Compagnie de la Baie d'Hudson.	1996
S. Barry Jackson Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, Resolute Energy Inc. (pétrole et gaz) depuis 2002 et président du conseil, Deer Creek Energy Limited (pétrole et gaz) depuis 2001. Président et chef de la direction, Crestar Energy Inc. (pétrole et gaz), de 1993 à 2000. Administrateur, Nexen Inc.	2002
Paul L. Joskow Brookline (Massachusetts) États-Unis	Professeur, Faculté des sciences économiques, Massachusetts Institute of Technology (MIT) (éducation). Directeur du MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Administrateur, National Grid Transco plc. Fiduciaire, Les Fonds Putnam et président, Yale University Council.	2004
Harold N. Kvisle <sup>2)</sup> Calgary (Alberta) Canada	Président et chef de la direction, TransCanada depuis mai 2003 et de TCPL depuis mai 2001. Vice-président directeur, Commerce et expansion des affaires, TCPL, de juin 2000 à avril 2001. Vice-président principal, Commerce et expansion des affaires, TCPL, d'avril 2000 à juin 2000. Vice-président principal et président, Activités énergétiques, TCPL, de septembre 1999 à avril 2000. Administrateur, PrimeWest Energy Inc. et Banque de Montréal. Ex-président du conseil, Interstate National Gas Association of America (INGAA) et président du conseil, Mount Royal College.	2001

<u>Nom et lieu de résidence</u>	<u>Fonctions principales au cours des cinq dernières années</u>	<u>Administrateur depuis</u>
David P. O'Brien <sup>3)</sup> Calgary (Alberta) Canada	Président du conseil, EnCana Corporation (pétrole et gaz) depuis avril 2002 et président du conseil, Banque Royale du Canada (opérations bancaires) depuis février 2004. Président du conseil et chef de la direction, PanCanadian Energy Corporation (pétrole et gaz) d'octobre 2001 à avril 2002. Président du conseil, président et chef de la direction, Canadien Pacifique Limitée (transport, énergie et hôtels) de mai 1996 à octobre 2001. Administrateur, Fairmont Hotels & Resorts Inc., Inco Limitée, Molson Coors Brewing Company, Profico Energy Management Ltd. et The E & P Limited Partnership.	2001
James R. Paul Kingwood (Texas) États-Unis	Président du conseil, James and Associates (firme privée d'investissement). Membre du conseil consultatif, AMEC plc.	1996
Harry G. Schaefer, F.C.A. Calgary (Alberta) Canada	Président, Schaefer & Associates (société de services de consultation auprès d'entreprises). Vice-président du conseil, TransCanada et TCPL. De mai 1996 à novembre 2000, président du conseil, Crestar Energy Inc. (pétrole et de gaz). Administrateur, Agrium Inc. et Fording Canadian Coal Trust. Président du conseil, Institut des administrateurs des corporations, section de l'Alberta, fellow, Institut des administrateurs des corporations, et administrateur, The Mount Royal College Foundation.	1987
W. Thomas Stephens Boise (Idaho) États-Unis	Président et chef de la direction, Boise Cascade LLC depuis novembre 2004. Administrateur, Les Fonds Putnam.	1999

**Nota :**

- 1) NOVA Corporation a fusionné avec TCPL le 2 juillet 1998.
- 2) M. Kvisle ne se représentera pas comme candidat à l'élection au poste d'administrateur de Norske Skog Canada Limited à l'assemblée annuelle de cette société qui aura lieu le 27 avril 2005. M. Kvisle a été élu au conseil d'administration de la Banque de Montréal le 22 février 2005.
- 3) M. O'Brien était administrateur d'Air Canada le 1<sup>er</sup> avril 2003 lorsque Air Canada s'est placée sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* (Canada). M. O'Brien a donné sa démission à titre d'administrateur d'Air Canada en novembre 2003.

Chaque administrateur demeure en fonction jusqu'à la prochaine assemblée annuelle ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé. MM. Haskayne et Paul quitteront leurs fonctions respectives au sein du conseil le 29 avril 2005. M. Jackson a été désigné pour être le prochain président du conseil et succédera à M. Haskayne à titre de président du conseil lorsque ce dernier quittera ses fonctions le 29 avril 2005.

***Dirigeants***

Tous les hauts dirigeants et dirigeants de TransCanada résident à Calgary (Alberta) Canada. Les renvois aux postes et fonctions au sein de TransCanada avant le 15 mai 2003 sont des renvois aux postes occupés et fonctions exercées au sein de TCPL. Les postes occupés et les fonctions exercées actuellement au sein de TransCanada sont également occupés et exercées par le titulaire au sein de TCPL. En date des présentes, les dirigeants de TransCanada, leur poste actuel au sein de TransCanada et leur occupation principale au cours des cinq dernières années étaient les suivants :

*Membres de la haute direction*

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Fonctions principales au cours des cinq dernières années</u>
Harold N. Kvisle	Président et chef de la direction	Vice-président directeur, Commerce et expansion des affaires, juin 2000 à avril 2001. Vice-président principal, Commerce et expansion des affaires, avril 2000 à juin 2000. Vice-président principal et président, Activités énergétiques, septembre 1999 à avril 2000.
Albrecht W.A. Bellstedt, c.r. <sup>1)</sup>	Vice-président directeur, Affaires juridiques et chef du contentieux	Vice-président principal, Affaires juridiques et chef du contentieux, avril 2000 à juin 2000. Vice-président principal, Affaires juridiques et administratives, septembre 1999 à avril 2000.
Russell K. Girling	Vice-président directeur, Expansion de l'entreprise et chef des finances	Vice-président directeur et chef des finances, juin 2000 à mars 2003. Vice-président principal et chef des finances, août 1999 à juin 2000.
Dennis J. McConaghy	Vice-président directeur, Mise en valeur de la production gazière	Vice-président principal, Expansion des affaires, octobre 2000 à mai 2001. Vice-président principal, Désinvestissements/secteur intermédiaire, juin 2000 à octobre 2000. Avant juin 2000, vice-président, Stratégie et planification.
Alexander J. Pourbaix	Vice-président directeur, Production d'électricité	Vice-président directeur, Mise en valeur de la production d'électricité, mai 2001 à mars 2003. Vice-président principal, Initiatives en électricité, juin 2000 à mai 2001. Avant juin 2000, vice-président, Expansion de l'entreprise, Services d'électricité.
Sarah E. Raiss	Vice-présidente directrice, Services de l'entreprise	Vice-présidente directrice, Ressources humaines et relations avec le secteur public, juin 2000 à janvier 2002. Vice-présidente principale, Ressources humaines et relations avec le secteur public, février 2000 à juin 2000.
Ronald J. Turner	Vice-président directeur, Transport du gaz	Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie, décembre 2000 à mars 2003. Vice-président directeur, International, juin 2000 à décembre 2000. Avant juin 2000, vice-président principal, International.
Donald M. Wishart	Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie	Vice-président principal, Exploitation sur le terrain, juin 2000 à mars 2003. D'août 1999 à juin 2000, vice-président principal, Exploitation, Division du transport.

**Nota :**

- 1) M. Bellstedt, qui a fait office de fiduciaire d'Atlas Cold Storage Income Trust, a fait l'objet d'une ordonnance d'interdiction d'opérations de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario concernant tous les initiés d'Atlas Cold Storage Income Trust le 2 décembre 2003, et l'ordonnance d'interdiction d'opérations a été émise en raison du dépôt tardif d'états financiers qui devaient faire état de certains redressements. L'ordonnance d'interdiction d'opérations a été révoquée en janvier 2004.

## Dirigeants de la société

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Fonctions principales au cours des cinq dernières années</u>
Ronald L. Cook	Vice-président, Fiscalité	Avant avril 2002, directeur, Fiscalité.
Rhondda E.S. Grant	Vice-présidente, Communications et secrétaire	Avant février 2005, vice-présidente et secrétaire.
Lee G. Hobbs	Vice-président et contrôleur	Avant août 2001, directeur, Comptabilité.
Garry E. Lamb	Vice-président, Gestion des risques	Vice-président, Vérification et gestion des risques, juin 2000 à octobre 2001. Vice-président, Gestion des risques, février 2000 à juin 2000.
Donald R. Marchand	Vice-président, Finances et trésorier	Vice-président, Finances et trésorier.

### GOUVERNANCE D'ENTREPRISE

Le conseil et les membres de la direction de TransCanada entendent observer les normes les plus élevées de gouvernance d'entreprise. TransCanada est assujettie à diverses lignes directrices et exigences en matière de gouvernance d'entreprise adoptées par la TSX, les autorités canadiennes en valeurs mobilières (les « ACVM »), le NYSE et la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC ») en vertu de ses règles et de celles imposées par la loi des États-Unis intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* (« SOX »). Les pratiques de TransCanada en matière de gouvernance d'entreprise sont conformes aux lignes directrices en matière de régie d'entreprise de la TSX, aux règles en matière de gouvernance d'entreprise du NYSE applicables aux émetteurs étrangers et aux exigences applicables des ACVM et de la SEC. En tant que société non-américaine, TransCanada n'est pas tenue de se conformer à la plupart des normes du NYSE en matière de gouvernance d'entreprise applicables aux émetteurs américains. TransCanada divulgue sur son site Web à l'adresse [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com) ce en quoi ses pratiques en matière de gouvernance d'entreprise diffèrent considérablement de celles adoptées par des sociétés américaines inscrites à la cote du NYSE. TransCanada respecte la Norme multilatérale 52-110 des ACVM concernant les comités de vérification, dans sa version devant être modifiée. TransCanada respecte également en quasi-totalité les lignes directrices proposées en matière de gouvernance d'entreprise et les règles de divulgation proposées en matière de gouvernance d'entreprise, qui ont été publiées aux fins d'observations par les ACVM le 29 octobre 2004. Les pratiques en matière de gouvernance d'entreprise de TransCanada sont indiquées intégralement dans la circulaire d'information de TransCanada. Les documents en matière de gouvernance d'entreprise de TransCanada peuvent être consultés (en anglais seulement) sur le site Web de TransCanada à l'adresse suivante : [http://www.transcanada.com/company/board\\_committees.html](http://www.transcanada.com/company/board_committees.html).

#### Comité de vérification

TransCanada a un comité de vérification qui est chargé d'aider le conseil dans la supervision de l'intégrité des états financiers de TransCanada et du respect des exigences d'ordre réglementaire et juridique et de s'assurer de l'indépendance et du rendement des vérificateurs internes et externes de TransCanada. Les membres du comité de vérification à la fin de l'exercice sont Harry G. Schaefer (président), Douglas D. Baldwin, Paule Gauthier, S. Barry Jackson et Paul L. Joskow.

Le conseil estime que la composition du comité de vérification reflète un niveau élevé de compétences et d'expertise financières. Le conseil a déterminé que chaque membre du comité de vérification était « indépendant » et « possédait des compétences financières » au sens donné à ces expressions dans les lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines ainsi que dans les règles du NYSE. De plus, le conseil a déterminé que M. Schaefer était l'« expert financier du comité de vérification » au sens de l'expression *Audit Committee Financial Expert* définie dans les lois sur les valeurs mobilières américaines. Le conseil en est arrivé à ces conclusions en se fondant sur la formation académique et l'éventail et l'étendue de l'expérience de chaque membre du comité de vérification. Le texte qui suit est une description de la formation académique et de l'expérience, compte non tenu de leurs fonctions respectives à titre d'administrateurs de TransCanada, de chaque membre du comité de vérification qui revêtent une certaine importance relativement à l'exercice de ses responsabilités en tant que membre du comité de vérification :

M. Schaefer a obtenu un baccalauréat en commerce de l'University of l'Alberta et est comptable agréé et fellow de l'Institut Canadien des Comptables Agréés. Il a siégé aux conseils de nombreuses sociétés ouvertes et autres

organismes, et a notamment occupé le poste de président du conseil de l'Institut des administrateurs des corporations, section de l'Alberta, et a été membre des comités de vérification de certains de ces conseils. M. Schaefer a également occupé de nombreux postes de haute direction au sein de sociétés ouvertes.

M. Baldwin a obtenu un baccalauréat ès sciences en génie chimique de l'University of Saskatchewan. Il a siégé aux conseils de nombreuses sociétés ouvertes et autres organismes ainsi que sur les comités de vérification de certains de ces conseils. M. Baldwin a également occupé de nombreux postes de haute direction au sein de sociétés ouvertes, notamment le poste de président et de chef de la direction d'Esso Ressources Canada Limitée et de TCPL.

M<sup>me</sup> Gauthier a obtenu un baccalauréat ès arts du Collège Jésus-Marie de Sillery, un baccalauréat en droit de l'Université Laval et une maîtrise en droit des affaires (propriété intellectuelle) de l'Université Laval. Elle a siégé aux conseils de nombreuses sociétés ouvertes et autres organismes et a été membre des comités de vérification de certains de ces conseils.

M. Jackson a obtenu un baccalauréat ès sciences en génie de l'University of Calgary. Il a siégé aux conseils de nombreuses sociétés ouvertes et a été membre des comités de vérification de certains de ces conseils. M. Jackson a également occupé de nombreux postes de haute direction au sein de sociétés ouvertes, et a notamment occupé le poste de président et de chef de la direction de Crestar Energy Inc.

M. Joskow a obtenu un baccalauréat ès arts avec distinction en sciences économiques de la Cornell University ainsi qu'une maîtrise en philosophie économique et un doctorat en sciences économiques de la Yale University. Il a siégé aux conseils de plusieurs sociétés ouvertes et autres organismes et a été membre des comités de vérification de certains de ces conseils.

La charte du comité de vérification se trouve à l'annexe B de la présente notice annuelle ainsi que sur le site Web de TransCanada sous l'onglet Gouvernance d'entreprise — Comités du conseil, à l'adresse indiquée ci-dessus à la rubrique « Gouvernance d'entreprise ».

#### *Procédures et politiques en matière de préapprobation*

Le comité de vérification de TransCanada a adopté une politique de préapprobation à l'égard des services autorisés non liés à la vérification. Aux termes de cette politique, le comité de vérification a donné son approbation préalable pour des services non liés à la vérification précis d'au plus 25 000 \$ qui font partie de la limite annuelle préapprouvée pour les services non liés à la vérification. Les mandats d'au plus 25 000 \$ qui ne font pas partie des services annuels préapprouvés, ainsi que les mandats d'une valeur de 25 000 \$ à 100 000 \$ doivent être approuvés par le président du comité de vérification et le comité de vérification doit être informé du mandat lors de la prochaine réunion prévue du comité de vérification. Tous les mandats de 100 000 \$ ou plus doivent être préapprouvés par le comité de vérification. Dans tous les cas, quel que soit le montant concerné, le président du comité de vérification doit préapprouver le mandat s'il y a un risque de conflit d'intérêts mettant en cause les vérificateurs externes.

À ce jour, TransCanada n'a pas approuvé de services non liés à la vérification sur la base des exemptions à l'égard des montants minimes. Tous les services non liés à la vérification ont été préapprouvés par le comité de vérification conformément à la politique de préapprobation décrite ci-dessus.

### *Honoraires liés aux services fournis par les vérificateurs externes*

Le montant total des honoraires relatifs aux services de vérification externe rendus par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. (les « vérificateurs externes ») à TransCanada au cours des exercices 2004 et 2003 est indiqué dans le tableau suivant :

<u>Catégorie d'honoraires</u>	<u>2004</u>	<u>2003</u>	<u>Description de la catégorie d'honoraires</u>
	(millions de dollars)		
Honoraires de vérification	2,50	1,80	L'ensemble des honoraires pour des services de vérification rendus par les vérificateurs externes de TransCanada.
Honoraires liés à des services de vérification	0,06	0,05	L'ensemble des honoraires pour des services de vérification et services connexes rendus par les vérificateurs externes de TransCanada qui sont raisonnablement liés à la vérification ou à l'examen des états financiers de TransCanada et qui ne sont pas comptabilisés comme des honoraires de vérification. Ces honoraires visent les services liés à la vérification des états financiers des divers régimes de pension de TransCanada.
Honoraires liés à la fiscalité	0,06	0,06	L'ensemble des honoraires pour des services rendus par les vérificateurs externes de TransCanada relativement à la conformité fiscale et aux conseils fiscaux. Ces services comprenaient la conformité fiscale, notamment l'examen des déclarations d'impôt sur le revenu initiales et modifiées; la fourniture de conseils à l'égard des questions relatives aux vérifications fiscales; la prestation d'aide pour remplir les formulaires fiscaux usuels ainsi que pour effectuer les calculs; et la fourniture de services fiscaux relatifs aux formulaires usuels d'impôts et de taxes canadiens et internationaux (p. ex. l'impôt sur le revenu, l'impôt sur le capital, la taxe sur les produits et services et la taxe sur la valeur ajoutée).
Tous les autres honoraires	0,05	0,05	L'ensemble des honoraires pour les autres produits et services que ceux indiqués dans le présent tableau ci-dessus fournis et rendus par les vérificateurs externes de TransCanada. Ces services comprenaient les activités relatives au respect par TransCanada de la SOX et, plus particulièrement, de l'article 404 de cette loi.
Total	2,67	1,96	

#### ***Autres comités du conseil***

Outre le comité de vérification, TransCanada compte trois autres comités du conseil : le comité de la gouvernance, le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement et le comité des ressources humaines. Les membres de chacun de ces comités à la fin de l'exercice sont indiqués ci-dessous :

#### **Comité de la gouvernance**

Président : W.K. Dobson  
Membres : P.L. Joskow  
D.P. O'Brien  
J.R. Paul  
H.G. Schaefer

#### **Comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement**

Président : D.D. Baldwin  
Membres : P. Gauthier  
K.L. Hawkins  
J.R. Paul  
W.T. Stephens

### **Comité des ressources humaines**

Président : K.L. Hawkins  
Membres : W.K. Dobson  
S.B. Jackson  
D.P. O'Brien  
W.T. Stephens

Les chartes du comité de la gouvernance, du comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement et du comité des ressources humaines ont été déposées avec la notice annuelle 2003 de TransCanada datée du 24 février 2004 et peuvent être obtenues sur le site Web de TransCanada sous l'onglet Gouvernance d'entreprise — Comités du conseil à l'adresse indiquée ci-dessous.

De plus amples renseignements sur les comités du conseil de TransCanada et la gouvernance d'entreprise figurent dans la circulaire d'information à la rubrique « Gouvernance d'entreprise » ou sur le site Web de TransCanada (en anglais seulement) à l'adresse suivante : [http://www.transcanada.com/company/board\\_committees.html](http://www.transcanada.com/company/board_committees.html).

### ***Conflits d'intérêts***

Le conseil et les membres de la direction de TransCanada ne sont au courant d'aucun conflit d'intérêts important actuel ou éventuel entre TransCanada ou une filiale et un administrateur ou un dirigeant de TransCanada ou une de ses filiales. Les administrateurs et dirigeants de TransCanada et de ses filiales sont tenus de divulguer les conflits existants ou potentiels conformément aux politiques de TransCanada régissant les administrateurs et dirigeants et à la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*. Si un administrateur ou dirigeant est en situation de conflit d'intérêts, TransCanada exige qu'il s'abstienne de participer aux discussions ou au vote relatifs à la question donnant lieu au conflit existant ou potentiel important.

### **RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES**

1. Des renseignements supplémentaires relativement à TransCanada peuvent être obtenus sur SEDAR à l'adresse suivante : [www.sedar.com](http://www.sedar.com).
2. Des renseignements supplémentaires, notamment la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, le nom des principaux porteurs des titres de TransCanada et les titres autorisés à des fins d'émission aux termes du régime de rémunération en actions (le cas échéant) sont donnés dans la circulaire d'information de TransCanada relativement à sa dernière assemblée annuelle des actionnaires à laquelle il y a eu élection d'administrateurs et peuvent être obtenus sur demande adressée à la secrétaire de TransCanada.
3. Des renseignements financiers supplémentaires sont donnés dans les états financiers consolidés vérifiés de TransCanada ainsi que dans le rapport de gestion pour son dernier exercice terminé.

## GLOSSAIRE

- Notice annuelle — La notice annuelle de TransCanada Corporation datée du 7 mars 2005
- Réseau de l'Alberta — Un réseau de transport de gaz naturel de l'ensemble de la province d'Alberta
- Rapport annuel — Le rapport annuel de TransCanada aux actionnaires pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004
- APG — Aboriginal Pipeline Group ou Mackenzie Valley Aboriginal Pipeline L.P.
- Gpi<sup>3</sup> — Milliard de pieds cubes
- Réseau CB — Un réseau de transport de gaz naturel dans le sud-est de la Colombie-Britannique
- Centrale Bécancour — Une centrale située près de Trois-Rivières, au Québec
- Conseil — Le conseil d'administration de TransCanada
- Bruce Power — Bruce Power L.P.
- Réseau principal au Canada — Le réseau de pipelines qui transporte du gaz naturel à partir de la frontière de l'Alberta vers l'est jusqu'à divers points de livraison dans l'est du Canada et à la frontière américaine
- ACVM — Autorités canadiennes en valeurs mobilières
- LRE — *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*
- EUB — Alberta Energy and Utilities Board
- Vérificateurs externes — KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.
- FERC — Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
- Foothills — Foothills Pipe Lines Ltd.
- Réseau Foothills — Un réseau de transport de gaz naturel dans le sud-est de la Colombie-Britannique, le sud-est de l'Alberta et le sud-ouest de la Saskatchewan
- Gas Pacifico — Gasoducto del Pacifico
- ACCG — Audience sur le coût du capital générique
- DTG — Demande de tarif général
- Centrale Grandview — Une centrale située à Saint-John, au Nouveau-Brunswick
- Réseau Great Lakes — Un réseau de gazoducs dans le centre nord des États-Unis, en quasi-parallèle avec la frontière du Canada et des États-Unis
- Réseau GTN — Un réseau de transport de gaz naturel qui va du nord-ouest de l'Idaho jusqu'à la Californie en passant par Washington et l'Oregon
- SS et E — Santé, sécurité et environnement
- Réseau Iroquois — Un réseau de gazoducs dans l'État de New York
- GNL — Gas naturel liquéfié
- Producteurs du Mackenzie — Mackenzie Delta Producers Group
- Rapport de gestion — Le rapport de gestion de TransCanada daté du 1<sup>er</sup> mars 2005
- Mpi<sup>3</sup>/j — Million d'unités thermiques britanniques par jour
- MW — Megawatts
- NBP L.P. — Northern Border Partners, L.P.
- ONÉ — Office national de l'énergie (Canada)
- NEGTL — National Energy & Gas Transmission, Inc.
- NGTL — NOVA Gas Transmission Ltd.
- Réseau North Baja — Un réseau de gazoducs dans le sud-est de la Californie
- Northern Border Pipeline — Northern Border Pipeline Company
- NYSE — New York Stock Exchange
- OPG — Ontario Power Generation Inc.
- Portland — Portland Natural Gas Transmission System Partnership
- S.E.C. Électricité — S.E.C. TransCanada Électricité
- Circulaire d'information — La circulaire d'information de la direction de TransCanada datée du 1<sup>er</sup> mars 2005
- psi — Livres par pouce carré
- RCA — Rendement sur le capital-actions ordinaire
- SEC — La Securities and Exchange Commission des États-Unis
- Shell — Shell US Gas & Power LLC
- Réseau de gazoducs Simmons — Un réseau de gazoducs dans le nord-est de l'Alberta

SOX — La loi américaine intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002*  
Bpi<sup>3</sup> — Billion de pieds cubes  
TCPL — TransCanada PipeLines Limited  
TQM — Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc.  
Réseau TQM — Un réseau de gazoducs dans le sud-est du Québec  
TransCanada — TransCanada Corporation  
TSX — La Bourse de Toronto  
Tuscarora — Tuscarora Gas Transmission Company  
USGen — US Gen New England, Inc.  
MVR — Mesures volontaires et Registre  
BSOC — Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien  
Fin de l'exercice — Le 31 décembre 2004

## ANNEXE A

### Taux de change du dollar canadien

Sauf indication contraire, tous les montants en dollars mentionnés dans la notice annuelle sont libellés en dollars canadiens. Le tableau qui suit donne les taux à midi annuels extrêmes, la moyenne des taux à midi annuels et les taux au comptant à midi en fin d'exercice pour le dollar américain pour les cinq derniers exercices, chacun libellé en dollars canadiens, publiés par la Banque du Canada.

	Exercice terminé				
	2004	2003	2002	2001	2000
Taux à midi annuel (Haut) . . . . .	1,3968	1,5747	1,6132	1,6021	1,5593
Taux à midi annuel (Bas) . . . . .	1,1774	1,2924	1,5110	1,4936	1,4341
Moyenne des taux à midi annuels . . . . .	1,3016	1,4014	1,5703	1,5484	1,4852
Taux à midi à la fin de l'exercice . . . . .	1,2036	1,2924	1,5796	1,5926	1,5002*

\* Le taux à midi à la fin de l'exercice pour 2000 est au 29 décembre 2000.

Le 7 mars 2005, le cours à midi pour le dollar américain publié par la Banque du Canada était de 1,00 \$ US = 1,2293 \$ CA.

### Tableau de conversion métrique

Les facteurs de conversion mentionnés ci-dessous représentent des facteurs approximatifs. Pour convertir du système métrique au système impérial, multipliez par le facteur indiqué. Pour convertir du système impérial au système métrique, divisez par le facteur indiqué.

Système métrique	Système impérial	Facteur
kilomètres	milles	0,62
millimètres	pouces	0,04
gigajoules	millions d'unités thermiques britanniques	0,95
mètres cubes*	pieds cubes	35,3
kilopascals	livres par pouce carré	0,15
degrés Celsius	degrés Fahrenheit	Pour convertir en Fahrenheit, multipliez par 1,8, ensuite ajoutez 32°; pour convertir en Celsius, soustrayez 32°, ensuite divisez par 1,8

\* La conversion se fonde sur du gaz naturel à une pression de base de 101,325 kilopascals et à une température de base de 15 degrés Celsius.

**ANNEXE B**  
**CHARTRE DU COMITÉ DE VÉRIFICATION**

**PREMIÈRE PARTIE**

**Établissement du comité et procédures**

**1. Comité**

Un comité composé d'administrateurs, appelé le « comité de vérification », est établi. Le comité aide le conseil d'administration (le « conseil ») à superviser, entre autres choses, l'intégrité des états financiers de la société, la conformité par la société aux exigences légales et réglementaires, ainsi que l'indépendance et le rendement des vérificateurs internes et externes de la société.

**2. Composition du comité**

Le comité se compose d'au moins trois et d'au plus sept administrateurs, dont une majorité sont des résidents canadiens (au sens attribué à ce terme dans la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*) et dont la totalité sont non reliés et/ou indépendants au sens attribué à ces termes dans les exigences applicables de la législation sur les valeurs mobilières pertinente et les règles applicables de toute Bourse à la cote de laquelle les titres de la société sont inscrits. Chaque membre du comité doit avoir des compétences financières et au moins un membre doit avoir de l'expertise en comptabilité ou dans un domaine de gestion financière connexe (au sens attribué à ces termes de temps à autre en vertu des exigences ou des lignes directrices concernant les fonctions au sein du comité de vérification aux termes des lois sur les valeurs mobilières et des règles applicables de toute Bourse à la cote de laquelle les titres de la société sont inscrits ou, si ces termes ne sont pas définis, d'après l'interprétation qu'en fait le conseil selon son jugement commercial).

**3. Nomination des membres du comité**

Les membres du comité sont nommés par le conseil sur la recommandation du comité de la gouvernance. Les membres du comité sont nommés dès que possible après chaque assemblée annuelle des actionnaires, et ils demeurent en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle suivante, jusqu'à la nomination de leurs successeurs si celle-ci survient avant, ou encore jusqu'à la cessation de leurs fonctions à titre d'administrateurs de la société.

**4. Vacances**

Lorsqu'une vacance survient en tout temps au sein du comité, elle peut être comblée par le conseil sur la recommandation du comité de la gouvernance et elle doit être comblée par le conseil si le comité se compose alors de moins de trois administrateurs ou si le comité cesse de remplir les exigences concernant les comités de vérification en vertu des lois sur les valeurs mobilières et des règles de toute Bourse à la cote de laquelle les actions de la société sont inscrites.

**5. Président du comité**

Le conseil nomme un président du comité.

**6. Absence du président du comité**

Si le président du comité est absent à une réunion du comité, l'un des autres membres du comité présents à la réunion est choisi par le comité pour présider la réunion.

**7. Secrétaire du comité**

Le comité nomme un secrétaire qui n'est pas tenu d'être un administrateur de la société.

**8. Réunions**

Le président, ou deux membres du comité, ou les vérificateurs internes, ou les vérificateurs externes, peuvent convoquer une réunion du comité. Le comité se réunit au moins une fois par trimestre. Le comité rencontre

périodiquement la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes dans le cadre de réunions séparées à huis clos.

#### **9. Quorum**

Le quorum est constitué d'une majorité des membres du comité qui assistent à la réunion en personne ou par téléphone, ou encore au moyen d'un autre dispositif de télécommunication permettant à tous les participants à la réunion de se parler.

#### **10. Avis concernant les réunions**

Un avis indiquant l'heure et le lieu de chaque réunion est donné à chaque membre du comité par écrit ou par télécopie au moins 24 heures avant l'heure prévue pour une telle réunion. Cependant, un membre peut renoncer de quelque façon que ce soit à recevoir un avis concernant les réunions. La participation d'un membre à une réunion constitue une renonciation à l'égard de l'avis concernant la réunion, sauf si le membre participe à la réunion dans le but exprès de s'opposer à ce que soit débattue une question au motif que la réunion n'a pas été convoquée de façon licite.

#### **11. Présence des dirigeants et des employés de la société à des réunions**

Sur invitation du président du comité, un ou plusieurs dirigeants ou employés de la société peuvent assister à une réunion du comité.

#### **12. Procédure, dossiers et rapports**

Le comité établit ses propres procédures lors des réunions, conserve des procès-verbaux de ses délibérations et fait rapport au conseil lorsque le comité le juge opportun, au plus tard à la réunion suivante du conseil.

#### **13. Examen de la charte et évaluation du comité**

Le comité passe en revue sa charte à chaque année ou comme il le juge opportun et, si cela est nécessaire, il propose des modifications au comité de la gouvernance et au conseil. Le comité passe chaque année en revue son propre rendement.

#### **14. Experts et conseillers externes**

Le comité, et au nom du comité, le président du comité, est autorisé, lorsqu'il le juge nécessaire ou souhaitable, à retenir les services de conseillers juridiques, d'experts externes ou d'autres conseillers, lesquels sont indépendants, aux frais de la société, afin que le comité reçoive des conseils indépendants sur quelque question que ce soit.

#### **15. Fiabilité**

En l'absence de renseignements réels à l'effet du contraire (lesquels renseignements seront transmis sans délai au conseil), chaque membre du comité a le droit de se fier i) à l'intégrité des personnes ou organismes à l'intérieur et à l'extérieur de la société desquels il reçoit des renseignements, ii) à l'exactitude de l'information financière et autre fournie au comité par de telles personnes ou de tels organismes et iii) aux déclarations faites par la direction et les vérificateurs externes quant à tout service de technologie de l'information, de vérification interne et non lié à la vérification fourni par les vérificateurs externes à la société et à ses filiales.

### **SECONDE PARTIE**

#### **Mandat précis du comité**

#### **16. Nomination des vérificateurs externes de la société**

Sous réserve de confirmation par les vérificateurs externes en ce qui concerne leur conformité aux exigences d'inscription en vertu de la réglementation canadienne et américaine, le comité recommande au conseil la nomination des vérificateurs externes, cette nomination devant être confirmée par les actionnaires de la société à chaque assemblée annuelle. Le comité recommande également au conseil la rémunération à verser aux vérificateurs externes au titre des services de vérification et il accorde son approbation préalable en ce qui

concerne l'engagement des vérificateurs externes pour tout service non lié à la vérification permis et les honoraires pour un tel service. Le comité est de plus directement responsable de superviser le travail des vérificateurs externes (y compris le règlement de désaccords entre la direction et les vérificateurs externes en ce qui a trait à la communication de l'information financière) aux fins de la préparation ou de la publication d'un rapport de vérification ou de travaux connexes. Les vérificateurs externes relèvent directement du comité.

Par ailleurs, le comité reçoit des rapports périodiques de la part des vérificateurs externes en ce qui concerne l'indépendance de ceux-ci, il s'entretient de ces rapports avec les vérificateurs, vérifie si la prestation de services non liés à la vérification est compatible avec le maintien de l'indépendance des vérificateurs et il prend toutes les mesures nécessaires pour s'assurer de l'indépendance des vérificateurs externes.

## 17. Supervision en ce qui concerne la présentation des renseignements financiers

Dans la mesure qu'il juge nécessaire ou opportune, le comité prend les mesures suivantes :

- a) examiner les états financiers annuels vérifiés de la société, sa notice annuelle y compris le rapport de gestion, tous les états financiers dans les prospectus et autres notices d'offre, les états financiers exigés par les autorités de réglementation, tous les prospectus et tous les documents pouvant être intégrés par renvoi dans un prospectus, notamment la circulaire d'information annuelle, mais à l'exclusion de tout supplément de fixation du prix émis en vertu d'un supplément de prospectus visant des billets à moyen terme de la société, en discuter avec la direction et les vérificateurs externes et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- b) examiner la diffusion publique des rapports intermédiaires de la société, y compris les états financiers, le rapport de gestion et les communiqués concernant les résultats financiers trimestriels, en discuter avec la direction et les vérificateurs externes et faire des recommandations au conseil aux fins d'approbation;
- c) examiner l'emploi de données « pro forma » ou « rajustées » non conformes aux PCGR ainsi que le rapprochement applicable, et en discuter avec la direction et les vérificateurs externes;
- d) examiner les indications en matière d'information financière et de résultats fournies aux analystes et aux agences de notation, et en discuter avec la direction et les vérificateurs externes, étant entendu que ces entretiens peuvent être de nature générale (types d'information à communiquer et types de présentation à effectuer). Le comité n'est pas tenu de discuter au préalable de chaque occasion où la société peut donner des indications ou effectuer des présentations en matière de résultats aux agences de notation;
- e) examiner les états financiers annuels et trimestriels ainsi que les documents de présentation de renseignements financiers annuels de NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »);
- f) analyser avec la direction et les vérificateurs externes les questions importantes concernant les principes et pratiques de comptabilité et de vérification, y compris toute modification importante au choix ou à l'application par la société de principes comptables, ainsi que les questions importantes concernant le caractère adéquat des contrôles internes de la société et de toute mesure de vérification particulière adoptée à la lumière d'insuffisances importantes en matière de contrôle qui pourraient avoir une incidence majeure sur les états financiers de la société;
- g) examiner les rapports trimestriels des vérificateurs externes sur les points suivants, et en discuter :
  - i) toutes les politiques et pratiques comptables critiques devant être utilisées;
  - ii) tous les traitements de rechange de l'information financière dans les limites des principes comptables généralement connus qui ont fait l'objet de discussions avec la direction, les conséquences de l'emploi de ces présentations et de ces traitements de rechange, ainsi que le traitement privilégié par les vérificateurs externes;
  - iii) les autres communications inscrites importantes entre les vérificateurs externes et la direction, telles que des lettres de la direction ou une liste des écarts non rajustés;
- h) analyser avec la direction et les vérificateurs externes l'incidence d'initiatives réglementaires et comptables ainsi que des structures hors bilan sur les états financiers de la société;
- i) analyser avec la direction, les vérificateurs externes et, au besoin, avec les conseillers juridiques, les litiges, réclamations ou éventualités, y compris les cotisations fiscales, qui pourraient avoir une incidence

importante sur la situation financière de la société, et la manière dont ces questions ont été présentées dans les états financiers;

- j) examiner les déclarations faites au comité par le chef de la direction et le chef des finances de la société dans le cadre de leur processus d'attestation pour les rapports périodiques déposés auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières concernant toute insuffisance notable dans la conception ou le fonctionnement des contrôles internes ou des faiblesses prononcées dans ces contrôles ainsi que toute fraude touchant la direction ou d'autres employés qui exercent des fonctions importantes à l'égard des contrôles internes de la société;
- k) analyser avec la direction les risques financiers importants que court la société et les mesures que la direction a prises afin de surveiller et contrôler ces risques, y compris les politiques de gestion et d'évaluation des risques de la société.

#### **18. Supervision en matière de questions juridiques et réglementaires**

- a) Analyser avec le chef du contentieux de la société les questions juridiques qui pourraient avoir une incidence significative sur les états financiers, les politiques de la société en matière de conformité et tout rapport ou enquête notable reçu de la part des autorités de réglementation en valeurs mobilières ou d'organismes gouvernementaux.

#### **19. Supervision en matière de vérification interne**

- a) Examiner les plans de vérification des vérificateurs internes de la société y compris le degré de coordination entre ces plans et ceux des vérificateurs externes, et la mesure selon laquelle on peut se fier à la portée des vérifications prévues pour repérer des faiblesses dans les contrôles internes, ou encore des fraudes ou d'autres actes illicites;
- b) examiner les résultats significatifs préparés par le service de vérification interne ainsi que les recommandations formulées par la société ou par une partie externe en ce qui concerne les enjeux de vérification interne, ainsi que les mesures prises par la direction à cet égard;
- c) vérifier le respect des politiques de la société et l'absence de conflits d'intérêts;
- d) examiner le caractère adéquat des ressources des vérificateurs internes afin de s'assurer de l'objectivité et de l'indépendance de la fonction de vérification interne, y compris les rapports émanant du service de vérification interne concernant son processus de vérification avec les personnes liées et les membres du groupe;
- e) veiller à ce que les vérificateurs internes puissent communiquer avec le président du comité et avec le président du conseil ainsi qu'avec le chef de la direction, et rencontrer séparément les vérificateurs internes afin d'analyser avec eux tout problème ou difficulté qu'ils ont pu rencontrer, en particulier :
  - i) les difficultés rencontrées dans le cours du travail de vérification, y compris les restrictions à la portée des activités ou à l'accès à de l'information requise, et tout désaccord avec la direction;
  - ii) les modifications requises dans la portée prévue de la vérification interne; et
  - iii) les responsabilités, le budget et la dotation en personnel du service de vérification interne;et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions;
- f) passer en revue deux fois par année les notes de frais et les rapports de frais de déplacements par avion des dirigeants.

#### **20. Supervision en ce qui concerne les vérificateurs externes**

- a) Examiner la lettre annuelle de recommandations à la direction ou postérieure à la vérification de la part des vérificateurs externes et la réponse de la direction, et assurer le suivi à l'égard de toute faiblesse repérée, demander régulièrement à la direction et aux vérificateurs externes s'il existe des désaccords importants entre eux et comment ils ont été réglés et intervenir dans le processus de règlement au besoin;

- b) analyser les états financiers trimestriels non vérifiés avec les vérificateurs externes et recevoir et examiner les rapports de mission d'examen des vérificateurs externes concernant les états financiers non vérifiés de la société et de NGTL;
- c) recevoir et examiner chaque année la déclaration écrite officielle d'indépendance des vérificateurs externes, laquelle précise toutes les relations qu'entretiennent les vérificateurs externes avec la société;
- d) rencontrer séparément les vérificateurs externes afin d'analyser avec eux tout problème ou toute difficulté qu'ils auraient pu rencontrer, en particulier :
  - i) les difficultés rencontrées dans le cours du travail de vérification, y compris les restrictions à la portée des activités ou à l'accès à de l'information requise, et tout désaccord avec la direction; et
  - ii) les modifications requises dans la portée prévue de la vérification;
 et faire rapport au conseil à l'égard de ces réunions;
- e) examiner avec les vérificateurs externes le caractère adéquat et approprié des politiques comptables employées dans la préparation des états financiers;
- f) rencontrer les vérificateurs externes avant les vérifications afin de passer en revue la planification de la vérification et le personnel affecté à celle-ci;
- g) recevoir et examiner chaque année le rapport écrit des vérificateurs externes sur leurs propres procédures de contrôle de la qualité interne, sur les questions importantes soulevées par le dernier examen de contrôle de la qualité interne ou la dernière inspection professionnelle visant les vérificateurs externes ou encore par une enquête d'un organisme gouvernemental ou professionnel, au cours des cinq dernières années, et toute mesure prise pour régler ces questions;
- h) examiner et évaluer les vérificateurs externes, y compris l'associé principal de l'équipe de vérification externe;
- i) veiller au roulement de l'associé principal (ou coordonnateur) de la vérification et qui est le principal responsable de la vérification et de l'associé responsable d'examiner la vérification tel que requis par la loi.

## **21. Supervision en ce qui concerne les services de vérification et les services non liés à la vérification**

- a) Approuver au préalable tous les services de vérification (y compris les lettres d'accord présumé dans le cadre de prises fermes de valeurs mobilières) et tous les services non liés à la vérification permis, sauf les services non liés à la vérification dans les circonstances suivantes :
  - i) le montant global de tous ces services non liés à la vérification fournis à la société ne constituent pas plus de 5 % du total des honoraires versés par la société et ses filiales aux vérificateurs externes durant l'exercice au cours duquel les services non liés à la vérification ont été fournis;
  - ii) ces services n'étaient pas considérés comme des services non liés à la vérification par la société au moment de la mission; et
  - iii) ces services sont mentionnés sans délai au comité et approuvés avant la réalisation de la vérification par le comité ou par un ou plusieurs membres du comité auxquels celui-ci a conféré le pouvoir d'accorder cette autorisation;
- b) l'approbation du comité à l'égard d'un service non lié à la vérification devant être exécuté par les vérificateurs externes est communiquée conformément aux exigences des lois et règlements sur les valeurs mobilières;
- c) le comité peut déléguer à un ou plusieurs membres désignés du comité le pouvoir d'accorder les autorisations préalables requises aux termes du présent alinéa. La décision d'approuver au préalable une activité, qui est prise par un membre auquel ce pouvoir a été délégué, est présentée au comité à la première réunion prévue suivant cette approbation préalable;
- d) si le comité approuve un service de vérification à l'intérieur des limites de la mission des vérificateurs externes, ce service de vérification est réputé avoir été approuvé au préalable aux fins du présent alinéa.

## 22. Supervision à l'égard de certaines politiques

- a) Examiner les modifications aux politiques et les initiatives de programmes jugées souhaitables par la direction ou le comité à l'égard des codes de conduite des affaires et d'éthique de la société, et formuler des recommandations au conseil aux fins d'approbation à cet égard;
- b) obtenir les rapports de la direction, du responsable de la vérification interne de la société et des vérificateurs externes et faire rapport au conseil sur l'état et le caractère adéquat des efforts de la société afin de veiller à ce que ces activités soient exercées, et ses installations exploitées, d'une façon éthique, licite et socialement responsable, conformément aux codes de conduite des affaires et d'éthique de la société;
- c) établir un système non identifiable, confidentiel et anonyme permettant aux appelants de demander conseil ou de signaler des inquiétudes en matière d'éthique ou de finances, veiller à ce que des procédures de réception, de conservation et de traitement des plaintes à l'égard de questions de comptabilité, de contrôles internes et de vérification soient en place et recevoir les rapports concernant ces questions au besoin;
- d) examiner et évaluer chaque année le caractère adéquat de la politique de la société en matière d'information au public;
- e) examiner et approuver les politiques d'embauche de la société pour les employés ou anciens employés des vérificateurs externes (reconnaissant que la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act of 2002* ne permet pas au chef de la direction, au contrôleur, au chef des finances ou au chef de la comptabilité d'avoir participé à la vérification de la société à titre d'employé des vérificateurs externes au cours de la période d'un an qui précède) et surveiller le respect de la politique par la société.

## 23. Supervision en ce qui concerne les questions liées à la retraite

- a) Évaluer et, conformément aux exigences réglementaires, approuver les modifications aux régimes de retraite de la société en ce qui a trait aux questions financières, après consultation avec le comité des ressources humaines relativement à toute incidence de cette modification sur les prestations de retraite;
- b) examiner et évaluer les rapports financiers et rapports d'investissement en ce qui concerne les régimes de retraite de la société;
- c) retenir les services de gestionnaires de placement en ce qui concerne les régimes de retraite de la société et mettre un terme à ses services;
- d) recevoir et examiner l'évaluation actuarielle et les exigences de financement des régimes de retraite de la société et faire rapport à ce sujet au conseil.

## 24. Supervision en ce qui concerne l'administration interne

- a) Examiner annuellement les rapports des représentants de la société siégeant à certains comités de vérification de filiales et de membres du groupe de la société, ainsi que les questions importantes et les recommandations des vérificateurs concernant ces filiales et ces membres du groupe;
- b) examiner la planification de la relève en ce qui concerne le chef des finances, le vice-président, Gestion des risques et le directeur de la vérification interne;
- c) examiner et approuver les lignes directrices de la société en ce qui concerne l'embauche d'employés ou d'anciens employés des vérificateurs externes dont les services ont été retenus pour le compte de la société.

## 25. Fonction de supervision

Bien que le comité ait les responsabilités et les pouvoirs établis dans la présente charte, sa fonction n'est pas de planifier ou d'exécuter des vérifications ni de déterminer si les états financiers et l'information de la société sont complets et exacts ou conformes aux principes comptables généralement reconnus et aux règles et règlements applicables. Ces responsabilités incombent à la direction et aux vérificateurs externes. Le comité, son président et ses membres qui ont de l'expérience ou une expertise en comptabilité ou dans un domaine de gestion financière connexe sont des membres du conseil, et sont nommés au comité afin d'assurer une supervision générale des activités liées à la présentation de l'information financière, aux risques financiers et aux contrôles financiers de la société. À ce titre, ils ne sont pas expressément redevables ou responsables à l'égard de la marche quotidienne de

ces activités. Bien que la désignation d'un ou de plusieurs membres à titre d'« expert financier du comité de vérification » se fonde sur la formation et l'expérience des personnes concernées, et que celles-ci vont utiliser afin de s'acquitter de leurs fonctions au sein du comité, la désignation à titre d'« expert financier du comité de vérification » n'impose pas à ces personnes des tâches, des obligations ou des responsabilités plus grandes que celles imposées à ces personnes en qualité de membres du comité et du conseil en l'absence d'une telle désignation. En fait, le rôle de tout expert financier du comité de vérification, à l'instar du rôle de l'ensemble des membres du comité, consiste à superviser le processus et non pas à attester ou garantir la vérification interne ou externe de l'information financière ou de la présentation au public de l'information financière de la société.