



TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

**NOTICE ANNUELLE
DE RENOUVELLEMENT**

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002

Le 25 février 2003

TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES	i	S.E.C. TransCanada Électricité	12
Date des renseignements	i	Réglementation de l'électricité	13
RENSEIGNEMENTS DE RÉFÉRENCE	ii	Concurrence dans l'électricité	14
INFORMATION PROSPECTIVE	ii	Autres participations	14
FACTEURS DE RISQUE	ii	Cancarb Limited	14
Risques liés à l'exploitation	ii	TransCanada Turbines	14
Risques liés au bassin d'approvisionnement ..	iii	TransCanada Calibrations	14
Concurrence	iii	Activités abandonnées	14
Risque de contrepartie	iii	Commercialisation et commerce du gaz	14
Risques liés à la politique et à la réglementation	iii	Activités internationales	15
Risques liés à l'environnement	iii	Secteur intermédiaire	15
Risques d'assurance	iii	SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT ..	16
Risques financiers	iii	Changement climatique	16
Risques liés au terrorisme	iv	BREVETS, LICENCES ET MARQUES DE COMMERCE	16
LA SOCIÉTÉ	1	POURSUITES JUDICIAIRES	17
TransCanada PipeLines Limited	1	INFORMATION FINANCIÈRE	17
Filiales	1	Information financière consolidée choisie sur trois ans	17
Présentation de l'information	2	Information relative aux dividendes pour les trois derniers exercices	17
APERÇU GÉNÉRAL DES ACTIVITÉS	2	Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	17
Activités de transport	2	Dividendes déclarés sur les actions privilégiées	17
Canada	2	Restrictions portant sur les dividendes	17
États-Unis	2	MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	18
Faits nouveaux en 2002	2	ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	18
Électricité	3	Administrateurs	18
Faits nouveaux en 2002	3	Dirigeants	20
Faits nouveaux en 2003 — Général	3	Dirigeants de la société	21
ACTIVITÉS DE TRANSCANADA	4	RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES ...	22
Transport	4	ANNEXE A	23
Gazoducs détenus en propriété exclusive ...	5	Taux de change du dollar canadien	23
Autres participations dans les pipelines	8	Tableau de conversion métrique	23
Réglementation des pipelines nord-américains	10	Glossaire	24
Concurrence dans le transport	11		
Recherche et développement	11		
Électricité	12		

Date des renseignements

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont donnés en date du 31 décembre 2002 (la « fin de l'exercice »).

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
- Glossaire

INFORMATION PROSPECTIVE

Certaines informations écrites et verbales faites ou intégrées par renvoi de temps à autre par TransCanada ou ses représentants à la présente notice annuelle et les autres rapports et dépôts effectués auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières, les communiqués de presse, les conférences ou autres, constituent de l'information prospective et 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 l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation (« analyse par la direction ») comprise dans le rapport annuel aux actionnaires de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 (le « rapport annuel »), lequel est intégré aux présentes par renvoi. 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 entraîner 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 en date de la présente notice annuelle, 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.

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 prévisions actuelles. Veuillez noter que certains termes utilisés à la présente rubrique s'entendent au sens défini plus loin dans le présent document ainsi que dans le glossaire à l'annexe A.

Risques liés à l'exploitation

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 des pipelines et des 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 sabotage, le terrorisme, la pénurie d'approvisionnement, les catastrophes et les désastres naturels. La survenance ou la continuation de telles éventualités pourraient hausser les coûts pour TransCanada et réduire sa capacité de transporter du gaz naturel ou de livrer de l'électricité.

Les activités et les investissements de TransCanada dans le secteur de l'électricité sont tributaires des charges d'alimentation en gaz naturel, en biomasse, en eau, en houille et (depuis février 2003) en uranium. La pénurie de charges d'alimentation pourrait influencer sur la capacité de TransCanada de produire de l'électricité et de s'acquitter de ses obligations d'approvisionnement, et les fluctuations des prix des charges d'alimentation pourraient influencer sur les résultats financiers de TransCanada. Bien que TransCanada se protège contre la plupart de ces risques, rien ne garantit que cette couverture sera suffisante dans tous les cas.

TransCanada n'exploite pas la centrale Bruce Power ni les actifs sous-jacents aux ententes d'achat d'électricité Sundance A ou Sundance B. Le défaut des exploitants de ces centrales de mener les opérations au coût ou de la façon projetés par TransCanada pourrait avoir un effet négatif sur la situation financière de TransCanada.

TransCanada n'est pas propriétaire de l'une ou l'autre des lignes de transport sur lesquelles elle transmet et livre son électricité. Toute perturbation du transport pourrait influencer sur la capacité de TransCanada de livrer de l'électricité et donc avoir un effet défavorable sur les résultats financiers de TransCanada.

Risques liés au bassin d'approvisionnement

Le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, le réseau CB et le réseau Foothills transportent du gaz naturel à partir du bassin sédimentaire de l'Ouest-Canadien. L'utilisation continue de ces réseaux est tributaire de divers facteurs, notamment le niveau des activités d'exploration et de mise en valeur dans le bassin, le prix du gaz naturel, la capacité des producteurs de gaz naturel de livrer le gaz aux différents réseaux de pipelines, la mise en valeur des réserves de gaz nordique et la réglementation applicable aux producteurs, transporteurs et consommateurs de gaz naturel.

Concurrence

L'information sur les risques liés à la concurrence touchant les activités de transport de gaz naturel de TransCanada se trouvent à la rubrique « Transport — Concurrence touchant le transport » ci-après.

L'information sur les risques liés à la concurrence touchant les activités relatives à l'électricité de TransCanada se trouve à la rubrique « Électricité — Concurrence touchant l'électricité » ci-après.

Risque de contrepartie

TransCanada fait affaires avec de nombreuses contreparties dont la solvabilité varie grandement. Bien que des processus soient prévus pour tenir compte de la solvabilité de certaines des contreparties, le défaut d'une contrepartie de s'acquitter de ses obligations financières pourraient avoir un impact sur la situation financière de TransCanada. Ce défaut pourrait résulter de divers facteurs indépendants de la volonté de TransCanada, notamment la fluctuation des prix des produits énergétiques de base et des taux d'intérêt, l'évolution de la conjoncture économique et de la réglementation, l'instabilité politique et les activités assujetties au contrôle judiciaire.

Risques liés à la politique et à la réglementation

Les activités de TransCanada sont assujetties à la réglementation applicable dans les territoires où ces activités sont menées. La réglementation du transport du gaz naturel et de la production d'électricité a évolué au cours des dix dernières années, et d'autres changements pourraient avoir un effet important sur les résultats financiers de TransCanada. Ces changements pourraient découler de modifications apportées aux lois en matière d'environnement, de l'évolution des politiques de réglementation au Canada ou aux États-Unis, de modifications apportées aux conventions fiscales internationales et des questions de compétence opposant les gouvernements et organismes gouvernementaux.

Risques liés à l'environnement

TransCanada est assujettie à la législation et à la réglementation applicable en matière d'environnement prise par les administrations fédérales, d'état, provinciales, municipales et autres. Une législation de plus en plus sévère en matière d'environnement pourrait mener à une hausse des coûts et à des responsabilités accrues, ce qui pourrait influencer sur les résultats financiers de TransCanada. En décembre 2002, le gouvernement fédéral du Canada a ratifié le protocole de Kyoto, lequel exige du Canada qu'il réduise considérablement ses émissions de gaz à effet de serre. Même si le gouvernement canadien n'a pas encore fourni de détails sur la façon dont il compte respecter ces cibles de réduction, il a indiqué que le secteur de l'énergie représente l'un des secteurs qui sera touché. En vertu des règles que propose le gouvernement fédéral, TransCanada sera considérée comme une importante source d'émission industrielle. Les règles définitives, une fois qu'elles seront connues, pourraient influencer sur l'exploitation de TransCanada et sur sa rentabilité.

Risques d'assurance

TransCanada souscrit à une assurance usuelle à l'égard de ses activités conformément aux pratiques courantes dans le secteur des pipelines et de l'électricité. La protection est toujours subordonnée à des limites et exclusions, ainsi qu'à la stabilité financière des assureurs. En cas de sinistre assurable important, le produit de l'assurance pourrait ne pas être suffisant pour couvrir complètement les coûts de ce sinistre. De plus, certains risques liés à l'environnement et à d'autres facteurs sont exclus de la couverture en vertu de la loi.

Risques financiers

Puisque TransCanada est active au Canada et aux États-Unis, les taux d'intérêt et les taux de change peuvent influencer sur ses résultats financiers. TransCanada a mis en place un programme actif de couverture contre les risques liés au

taux d'intérêt et au taux de change, mais rien ne garantit que cette couverture sera suffisante pour faire face aux risques.

La stratégie de croissance de TransCanada est tributaire de l'acquisition et de la construction de centrales et d'entreprises qui concordent avec ses activités actuelles. TransCanada peut engager des coûts pour tenter de faire des acquisitions ou la mise en valeur d'actifs reliés à l'électricité ou au transport, 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 supplémentaires et à des dépenses qui pourraient influencer sur la rentabilité.

La stratégie de 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, ce qui réduirait la capacité de TransCanada de mettre cette stratégie à exécution.

Risques liés au terrorisme

Depuis les attaques terroristes du 11 septembre 2001, certains biens énergétiques (y compris les pipelines et les centrales électriques aux États-Unis) pourraient être la cible d'actes terroristes futurs. Ce risque a été accru par la situation actuelle en Irak. Après les attaques terroristes du 11 septembre 2001, bon nombre d'assureurs ont réduit ou éliminé la garantie d'assurance à l'égard des attaques terroristes. Les attaques terroristes visant les éléments d'actif de TransCanada ou ceux de ses clients ou fournisseurs pourraient avoir un effet négatif sur l'exploitation ou les résultats financiers de TransCanada, lesquelles attaques pourraient ne pas être couvertes par l'assurance.

LA SOCIÉTÉ

TransCanada PipeLines Limited

TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada ») est une société canadienne ouverte. Les dates et événements d'importance sont indiqués ci-dessous.

<u>Date</u>	<u>Événement</u>
Le 21 mars 1951	Constituée par une loi spéciale du parlement sous la dénomination de Trans-Canada Pipe Lines Limited.
Le 19 avril 1972	Prorogée aux termes de la <i>Loi sur les corporations canadiennes</i> par lettre patente, ce qui comprenait la modification de son capital et le changement de dénomination sociale pour TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada »).
Le 1 ^{er} juin 1979	Prorogée en vertu de la <i>Loi canadienne sur les sociétés par actions</i> . Depuis, TransCanada a apporté plusieurs modifications à ses statuts relativement à son capital-actions autorisé, ainsi que plusieurs mises à jour de ses statuts en vue de consolider les diverses modifications à ses statuts et de créer certaines catégories d'actions privilégiées.
Le 2 juillet 1998	Obtention d'un certificat d'arrangement dans le cadre du plan d'arrangement entre TransCanada et NOVA Corporation (« NOVA ») en vertu duquel les sociétés ont fusionné et l'entreprise de produits chimiques de base exploitée par NOVA a été séparée pour être exploitée en tant que société ouverte distincte.
Le 1 ^{er} janvier 1999	Obtention d'un certificat de fusion faisant état de la fusion abrégée verticale de TransCanada avec une filiale en propriété exclusive, Alberta Natural Gas Company Ltd.
Le 1 ^{er} janvier 2000	Obtention d'un certificat de fusion faisant état de la fusion abrégée verticale de TransCanada avec une filiale en propriété exclusive, NOVA Gas International Ltd.

À moins que le contexte n'indique qu'il doit en être autrement, toute mention dans la présente notice annuelle de « TransCanada » se rapporte à TransCanada PipeLines Limited et aux filiales par l'entremise desquelles ses diverses opérations commerciales sont menées à bien.

Le siège social de TransCanada et son bureau administratif sont situés au 450 - 1st Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1.

À la fin de l'exercice, TransCanada avait environ 2 475 employés travaillant au Canada et aux États-Unis et deux employés à l'étranger.

Filiales

Les principales filiales de TransCanada à la fin de l'exercice sont indiquées ci-après. La liste exclut certaines filiales de TransCanada :

- dont l'actif total et les revenus totaux ne représentent pas, individuellement, plus de 10 % de l'actif et des revenus consolidés de TransCanada à la fin de l'exercice le plus récent;
- dont l'actif et les revenus d'exploitation totaux représentent moins de 20 % de l'actif et des revenus consolidés de TransCanada à la fin de l'exercice le plus récent.

<u>Filiale¹⁾</u>	<u>Territoire de constitution</u>	<u>Pourcentage des actions comportant droit de vote appartenant à TransCanada</u>
NOVA Gas Transmission Ltd.	Alberta	100
TransCanada PipeLine USA Ltd.	Nevada	100
TransCanada Energy USA Inc.	Delaware	100
701671 Alberta Ltd.	Alberta	100
TransCanada Energy Ltd.	Canada	100

Nota :

- 1) Les dénominations sans mise en retrait sont celles des filiales directes de TransCanada. La mise en retrait de la dénomination d'une filiale indique que cette filiale est détenue par une filiale de TransCanada. Le pourcentage de propriété indiqué pour une filiale est le pourcentage qui est détenu directement dans cette filiale par sa société mère immédiate.

Présentation de l'information

La présente notice annuelle a été préparée pour refléter la présentation des activités poursuivies et des activités abandonnées de TransCanada figurant dans les états financiers consolidés vérifiés 2002 de TransCanada. L'analyse par la direction, ainsi que les notes 1, 2, 18 et 19 des états financiers consolidés vérifiés 2002 de TransCanada, qui se trouvent dans le rapport annuel sont intégrés aux présentes par renvoi.

APERÇU GÉNÉRAL DES ACTIVITÉS

Le développement général des activités de TransCanada au cours des trois derniers exercices et les situations ou événements majeurs qui ont influencé ce développement sont résumés ci-après. La plupart de ces événements sont exposés plus amplement sous la rubrique « Activités de TransCanada » dans la présente notice annuelle.

Activités de transport

Canada

TransCanada a d'importants avoirs dans des gazoducs au Canada, y compris :

- un réseau principal de transport de gaz naturel au Canada (le « réseau principal au Canada »);
- un réseau de transport de gaz naturel de 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 « réseau CB »);
- une participation de 50 % dans Foothills Pipe Lines Ltd. (« Foothills »);
- à la fois directement et par l'intermédiaire de sa participation dans Foothills,
 - une participation de 69,5 % dans Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.,
 - une participation de 74,5 % dans Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd., et
 - une participation de 74,5 % dans Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.,(collectivement, le « réseau Foothills »); et
- une participation de 50 % dans Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (« TQM »).

États-Unis

Les avoirs de TransCanada dans des gazoducs aux États-Unis comprennent :

- une participation de 50 % dans Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (« Great Lakes »);
- une participation de 40,96 % dans Iroquois Gas Transmission System (« Iroquois »);
- une participation de 33,29 % dans Portland Natural Gas Transmission System (« Portland »);
- une participation avec droit de vote de 12,25 % dans Northern Border Pipeline Company (« Northern Border »); et
- une participation de 1 % dans Tuscarora Gas Transmission Company (« Tuscarora »).

TC PipeLines, LP est une société en commandite ouverte dans laquelle TransCanada détient indirectement une participation de 33,4 % et pour laquelle TransCanada, par l'intermédiaire d'une filiale, agit en tant que commandité. TC PipeLines, LP détient :

- une participation de 30 % dans Northern Border; et
- une participation de 49 % dans Tuscarora.

Faits nouveaux en 2002

En août 2002, TransCanada a réalisé l'acquisition d'une tranche de la participation de 2 % comme commandité dans Northern Border Partners, LP (« NBPLP »), société en commandite ouverte. Cette acquisition procure à TransCanada 17,5 % des droits de vote au sein du comité des orientations de la société de NBPLP. NBPLP est

propriétaire de participations dans des pipelines et des usines de traitement du gaz aux États-Unis et au Canada, y compris une participation de 70 % dans Northern Border.

Électricité

TransCanada possède et/ou exploite (ou a en chantier) un certain nombre de centrales, et achète de l'électricité en vertu de diverses ententes d'achat d'électricité. Les centrales et ententes d'achat d'électricité de TransCanada représentent globalement plus de 4 000 mégawatts (« MW ») de capacité de production d'énergie.

TransCanada détient une participation de 35,6 % dans S.E.C. TransCanada Électricité (« S.E.C. Électricité »), dont elle est le commandité, la participation restante étant détenue par un grand nombre d'actionnaires. S.E.C. Électricité est propriétaire de sept centrales qui sont gérées par des filiales de TransCanada.

Faits nouveaux en 2002

En novembre 2002, TransCanada a réalisé l'acquisition de la centrale ManChief d'une puissance de 300 MW, située à environ 145 kilomètres au nord-est de Denver (Colorado). La centrale ManChief est exploitée en vertu d'un contrat par un tiers non affilié.

En décembre 2002, TransCanada a annoncé qu'elle avait, dans le cadre d'un consortium, conclu une entente visant l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power LP (« Bruce Power ») et d'une participation d'environ 33,3 % dans Bruce Power Inc., le commandité de Bruce Power. L'acquisition a été réalisée le 14 février 2003. Bruce Power loue ses installations de production auprès d'Ontario Power Generation Inc. (« OPG »). Les installations comprennent huit réacteurs nucléaires, dont quatre sont actuellement en exploitation, d'une puissance de 3 140 MW. Il est prévu que deux des quatre réacteurs au repos seront remis en exploitation d'ici l'été 2003, ce qui devrait augmenter la puissance d'environ 1 500 MW.

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'exploitants, au contrat de location, aux contrats de vente d'électricité et aux services d'entrepreneurs. Bruce Power continuera d'être exploité par sa direction actuelle, qui compte des opérateurs 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.

C'est aussi en décembre 2002 que TransCanada et OPG ont annoncé la création d'une société en commandite à parts égales, dénommée Portlands Energy Centre LP (« PEC »). La société en commandite évaluera la viabilité de l'aménagement d'une centrale alimentée au gaz naturel sur le site de l'ancienne centrale R.L. Hearn d'OPG dans le secteur Portlands de la région riveraine du centre-ville de Toronto (Ontario). Selon les projets actuels, PEC construirait une installation de cogénération alimentée au gaz naturel à cycle combiné d'une puissance de 550 MW.

Faits nouveaux en 2003 — Général

Le 28 janvier 2003, le conseil d'administration a approuvé la majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires de TransCanada, pour le porter de 0,25 \$ à 0,27 \$ par action par trimestre à compter du trimestre terminé le 31 mars 2003.

Le 25 février 2003, le conseil d'administration a recommandé à l'unanimité que les porteurs d'actions ordinaires votent en faveur d'un plan d'arrangement visant à créer une société de portefeuille — dénommée TransCanada Corporation — en tant que société mère de TransCanada. Dès la prise d'effet du plan d'arrangement, les porteurs d'actions ordinaires existantes de TransCanada échangeront chacune de leurs actions ordinaires contre une action ordinaire de TransCanada Corporation. TransCanada Corporation détiendra alors la totalité des actions ordinaires de TransCanada, et TransCanada conservera son actif et son passif. La création de la société de portefeuille répond à une clause restrictive prévue dans les conventions de fiducie régissant certains des titres d'emprunt de TransCanada qui pourraient limiter la capacité de la société de verser des dividendes si elle investit dans certaines entreprises. Ce plan d'arrangement est sous réserve de l'approbation des porteurs des actions ordinaires de TransCanada et de certaines approbations légales et réglementaires.

ACTIVITÉS DE TRANSCANADA

Le tableau suivant présente les produits d'exploitation de TransCanada provenant des activités poursuivies par secteur et par région géographique pour les exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001.

	2002 (millions de dollars)	2001 (millions de dollars)
Transport		
Canada — livraisons au Canada	2 076	2 469
Canada — livraisons pour l'exportation ¹⁾	1 641	1 239
États-Unis	204	172
	<u>3 921</u>	<u>3 880</u>
Électricité		
Canada — livraisons au Canada	655	834
Canada — livraisons pour l'exportation ¹⁾	—	90
États-Unis	638	471
	<u>1 293</u>	<u>1 395</u>
Total des produits d'exploitation²⁾	<u><u>5 214</u></u>	<u><u>5 275</u></u>

Nota :

- 1) Les livraisons pour l'exportation sont des livraisons à des clients desservant les marchés américains.
- 2) Les produits d'exploitation sont attribués aux pays, d'après le pays d'origine du produit ou du service.

Transport

Les activités de transport de TransCanada comprennent l'exploitation du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta, du réseau CB et d'autres investissements de TransCanada dans des gazoducs situés 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 et un rendement sur le capital investi 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 réglementaire. Le bénéfice net des activités de transport est réalisé en fonction de ces tarifs. Le bénéfice net n'est pas directement touché par les fluctuations du prix commercial du gaz naturel, mais ces fluctuations peuvent toucher tant les niveaux de production que le bassin de gaz naturel duquel les utilisateurs de gaz nord-américains choisissent d'acheter leurs approvisionnements en gaz naturel. Aux termes du mode actuel de réglementation, le bénéfice net de TransCanada réalisé à partir de ces gazoducs détenus en propriété exclusive n'est pas touchée de manière importante par les fluctuations du débit.

Le volume des expéditions de gaz naturel sur le réseau de l'Alberta, sur le réseau principal au Canada et sur le réseau CB dépend du volume de gaz naturel produit et vendu en Alberta et hors de l'Alberta ainsi que de la construction et la disponibilité de capacités de pipelines supplémentaires. Le gaz naturel acheminé par TransCanada provient surtout du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »). Selon les estimations de TransCanada à la fin de l'exercice 2001, le BSOC avait des réserves établies restantes d'environ 56 billions de pieds cubes de gaz naturel (« Bpi³ ») avec un ratio de réserves restantes/production d'environ neuf ans aux niveaux de production actuels. 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 a augmenté dans l'ensemble de 15 % depuis 1995. 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, conjugués à une augmentation importante de la demande de gaz naturel en Alberta, TransCanada prévoit qu'il y aura une capacité pipelinière excédentaire provenant du BSOC au cours des prochaines années.

Outre les renseignements concernant les activités de transport de TransCanada énoncés aux présentes, d'autres renseignements se trouvent dans l'analyse par la direction sous la rubrique « Transport — Gazoducs détenus en propriété exclusive — Risques d'entreprise ».

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

Le réseau de l'Alberta, détenu par NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »), filiale en propriété exclusive 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 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 22 700 kilomètres de lignes principales et d'embranchements.

Les dépenses en immobilisations, qui dépendent en partie des demandes de service de transport accru par les clients, se sont chiffrées à 165 millions de dollars en 2002. TransCanada prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 121 millions de dollars sur le réseau de l'Alberta en 2003. Comme en 2002, ces dépenses en immobilisations seront principalement consacrées à l'accroissement de la capacité.

Le tableau qui suit fait état des volumes annuels livrés sur le réseau de l'Alberta pour les exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001.

Points de livraison	2002		2001	
	Volume ¹⁾ (Gpi ³)	Pour cent	Volume ²⁾ (Gpi ³)	Pour cent
Alberta	475	11	423	10
Est du Canada et Est des États-Unis	1 738	42	1 665	41
Ouest des États-Unis	750	18	833	21
Midwest américain	1 156	28	1 097	27
Colombie-Britannique	28	1	41	1
Total	4 146	100	4 059	100

Nota :

- 1) Du total des volumes transportés en 2002, 2,09 Bpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau principal au Canada, 773 Gpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau CB (y compris Foothills South B.C. Ltd.) et 779 Gpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau Foothills.
- 2) Du total des volumes transportés en 2001, 1,99 Bpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau principal au Canada, 855 Gpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau CB (y compris Foothills South B.C. Ltd.) et 762 Gpi³ de gaz naturel ont été livrés au 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 232 expéditeurs en vertu d'environ 17 240 contrats de transport garanti.

À la fin de l'exercice, la moyenne pondérée de la durée restante des contrats de transport était d'environ trois années. 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. Le réseau de l'Alberta a subi une baisse de 21 % de la capacité de transport garanti contractuel depuis l'année contractuelle 1998-1999; au cours de la même période, les livraisons totales de gaz naturel en Alberta ont diminué de 9 %. Pour de plus amples renseignements sur le réseau de l'Alberta, veuillez vous reporter à l'analyse par la direction à la rubrique « Transport — Gazoducs détenus en propriété exclusive — Risques d'entreprise ».

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'« autorité de réglementation albertaine ») 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'autorité de réglementation albertaine 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'autorité de réglementation albertaine 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 du réseau de l'Alberta sont destinés à générer des produits d'exploitation suffisants pour que TransCanada puisse 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, ainsi que de réaliser un rendement sur le capital-actions ordinaires réputé.

En 2001, l'Alberta System Rate Settlement (« ASRS ») a été négocié avec les expéditeurs et autres parties intéressées pour les années 2001 et 2002. Aux termes de l'ASRS, qui a reçu l'approbation de l'autorité de réglementation albertaine le 29 mai 2001, les produits d'exploitation devant provenir des services fournis ont été fixés pour chaque année, sous réserve d'un certain nombre de rajustements, notamment les rajustements pour les taxes, les écarts par rapport aux conventions antérieures, les dépenses liées à l'intégrité des gazoducs et les coûts associés à la fourniture de services à la région de Fort McMurray. Les tarifs ont été établis par les produits d'exploitation fixes (sous réserve des rajustements ci-dessus) et le débit. L'ASRS a également permis au réseau de l'Alberta d'offrir deux nouveaux services : un service pour satisfaire les exigences de service garanti d'un an des expéditeurs, et un autre pour répondre aux besoins de transport de courte distance, d'un point à l'autre à l'intérieur de la province. L'ASRS prévoyait également un incitatif pour que TransCanada réduise les coûts au-dessous des besoins en produits fixés, en faisant revenir toutes les économies au compte de TransCanada.

Le 31 décembre 2002, l'autorité de réglementation albertaine a approuvé des tarifs provisoires prenant effet le 1^{er} janvier 2003, lesquels demeureront en vigueur jusqu'à ce que les tarifs définitifs de 2003 soient établis. Le 23 janvier 2003, NGTL a produit une demande de tarifs auprès de l'autorité de réglementation albertaine la priant d'apporter des modifications aux droits afférents au service de livraison intra-albertain pour mieux faire état des coûts réels que ces livraisons imposent au réseau de l'Alberta et d'accepter deux nouveaux services pour rehausser la compétitivité du réseau de l'Alberta. Le 7 février 2003, TransCanada a annoncé un règlement d'une durée d'un an avec les clients et autres parties intéressées relativement au produit d'exploitation exigé de NGTL en 2003. NGTL s'attend à produire une demande d'approbation du règlement et des tarifs définitifs pour 2003 auprès de l'autorité de réglementation albertaine au plus tard le 28 février 2003.

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 du client est acheminé et de la durée du contrat de transport.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada se compose d'un réseau de pipelines d'une longueur d'environ 14 900 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 2002 se sont chiffrées à environ 57 millions de dollars. Ces dépenses étaient principalement liées à l'entretien. TransCanada prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 76 millions de dollars sur le réseau principal au Canada en 2003. Ces dépenses en immobilisations seront aussi principalement consacrées à l'entretien.

Le tableau qui suit fait état des produits d'exploitation gagnés et des volumes transportés pour les exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001 sur le réseau principal au Canada.

	2002		2001	
	Produits ¹⁾ (millions de dollars)	Pour cent	Produits (millions de dollars)	Pour cent
<i>Produits d'exploitation</i>				
Canada	610	28	973	45
Exportation	1 568	72	1 168	55
Total	<u>2 178</u>	<u>100</u>	<u>2 141</u>	<u>100</u>
	2002		2001	
	Volume ²⁾ (Gpi ³)	Pour cent	Volume ³⁾ (Gpi ³)	Pour cent
<i>Volumes transportés</i>				
Canada	1 223	47	1 216	50
Exportation	1 407	53	1 234	50
Total	<u>2 630</u>	<u>100</u>	<u>2 450</u>	<u>100</u>

Nota :

- 1) Les produits d'exploitation au Canada ont diminué en raison des crédits au titre du service de transport introduits en 2002. Des crédits totaux de 662 millions de dollars ont été comptabilisés dans les produits d'exploitation au Canada en 2002.
- 2) À compter de décembre 2001, TransCanada a vendu la filiale dont il est fait mention à la note 3, de sorte qu'aucun volume n'a été transporté pour cette filiale en 2002.
- 3) Du total des volumes transportés en 2001, 345 Gpi³, soit 14 % du total des volumes ont été transportés pour une filiale en propriété exclusive de TransCanada.

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 118 expéditeurs en vertu de 312 contrats de transport garanti. Environ 53 % 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 3,7 années comparativement à 4,3 années au 31 décembre 2001. 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. Le réseau principal au Canada a depuis subi une baisse de 31 % des livraisons garanties contractuelles et une baisse de 11 % des livraisons totales en provenance de la frontière albertaine et de la Saskatchewan. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'analyse par la direction à la rubrique « Transport — Gazoducs détenus en propriété exclusive — Risques d'entreprise ».

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'« autorité de réglementation fédérale ») régit la construction, l'exploitation, les droits et les tarifs du réseau principal au Canada. L'autorité de réglementation fédérale est l'autorité responsable aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* pour étudier 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 prévus 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 ordinaires 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 ordinaires réputé), les impôts et

l'amortissement. L'élément frais liés 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 novembre 2001, l'autorité de réglementation fédérale a approuvé le règlement 2001 et 2002 concernant les services et la tarification du réseau principal au Canada (le « règlement S et T »). Le règlement S et T comportait :

- une durée de deux ans qui a expiré le 31 décembre 2002;
- un barème de coût des services;
- des éléments de besoins en produits d'exploitation, à l'exclusion du coût du capital, et certains incitatifs liés aux coûts et aux produits d'exploitation qui apportaient des avantages réciproques à TransCanada et à ses expéditeurs;
- des améliorations aux services de transport garanti par la mise en œuvre d'un appoint de transport garanti et de crédits autorisés de dépassement des coûts du service;
- un cadre pour la résolution de plusieurs questions de structure de tarifs et de services au cours de sa durée.

En juin 2002, l'autorité de réglementation fédérale a refusé la demande de TransCanada quant à l'adoption de la méthode du coût moyen pondéré du capital après impôt après impôt pour établir le rendement du capital investi et d'un coût moyen pondéré du capital après impôt de 7,5 %, ce qui équivaut à un taux de rendement de 12,5 % sur le capital-actions ordinaires réputé de 40 %. L'autorité de réglementation fédérale a plutôt confirmé une formule établie en 1995 pour fixer le rendement sur le capital-actions ordinaires. Aux termes de cette formule, le taux de rendement sur le capital-actions ordinaires pour le réseau principal au Canada s'est chiffré à 9,61 % en 2001 et à 9,53 % en 2002. L'autorité de réglementation fédérale a fait passer le capital-actions ordinaires réputé des porteurs d'actions ordinaires du niveau antérieurement approuvé de 30 % à 33 %.

En septembre 2002, TransCanada a déposé une demande auprès de l'autorité de réglementation fédérale à l'égard de nouveaux droits sur le réseau principal au Canada devant prendre effet le 1^{er} janvier 2003. Les nouveaux droits projetés comprennent une demande de hausse des taux d'amortissement pour mieux faire état du risque de recouvrement de ses investissements dans le réseau principal au Canada. TransCanada a de façon concomitante déposé une demande auprès de l'autorité de réglementation fédérale sollicitant l'examen et la modification de sa décision de juin 2002 relativement au coût du capital pour TransCanada à l'égard de 2001 et de 2002, ce que l'autorité de réglementation fédérale a refusé dans une décision rendue le 20 février 2003. Le 6 décembre 2002, l'autorité de réglementation fédérale a approuvé des tarifs provisoires prenant effet le 1^{er} janvier 2003, lesquels demeureront en vigueur tant que les droits n'auront pas été fixés définitivement pour 2003.

Réseau CB

Le réseau CB comprend environ 200 kilomètres 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 des réseaux de pipelines non affiliés qui ont eux-mêmes des raccordements vers la Californie et le nord-ouest des États-Unis.

En 2002, les dépenses en immobilisations sur le réseau CB se sont chiffrées à environ 50 millions de dollars et étaient principalement destinées à l'accroissement de la capacité. TransCanada prévoit dépenser environ 3 millions de dollars en immobilisations sur le réseau CB en 2003, dépenses qui seront principalement destinées à l'entretien des immobilisations.

Le réseau CB est réglementé par l'autorité de réglementation fédérale en fonction des plaintes formulées et les droits sont fondés sur la méthodologie des coûts de service. En décembre 2002, l'autorité de réglementation fédérale a adopté des tarifs et frais provisoires à l'égard de 2003 en attendant le règlement de certains différends avec des expéditeurs sur le réseau CB.

Autres participations dans les pipelines

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

Great Lakes

Great Lakes, réseau de pipelines de 3 387 kilomètres, dans lequel TransCanada détient une participation de 50 %, achemine le gaz naturel canadien de son raccordement au réseau principal au Canada à Emerson, au Manitoba, vers des marchés du centre du Canada à St. Clair, en Ontario, et dessert les marchés de l'Est et du Midwest américain. Great Lakes a reçu l'approbation de la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis (l'« autorité de réglementation américaine ») relativement à une convention de règlement sur ses tarifs jusqu'au 31 octobre 2005.

TC PipeLines, LP

TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte américaine, a été créée en vue de faire l'acquisition et d'être propriétaire des éléments d'actif pipeliniers situés aux États-Unis et de participer à la gestion de ceux-ci. En mai 1999, la participation de commandité de 30 % de TransCanada dans Northern Border a été cédée à TC PipeLines, LP en échange d'un montant au comptant et d'une participation de 33,4 % dans TC PipeLines, LP, dont une tranche de 31,4 % est représentée par des unités ordinaires et des unités subordonnées et une tranche de 2 % consiste en une participation de commandité. TC PipeLines, LP a aussi émis des unités ordinaires au public. Northern Border, dans laquelle TransCanada détient maintenant indirectement une participation d'environ 10 % par l'entremise de son investissement dans TC PipeLines, LP, exploite un réseau de gazoducs de 2 010 kilomètres qui se raccorde au réseau Foothills en Saskatchewan et dessert le Midwest américain jusqu'à North Hayden, en Indiana. En octobre 2001, Northern Border a terminé un prolongement de pipeline de 55 kilomètres et installé une compression additionnelle qui offre une capacité de transport supplémentaire de 545 MMpi³/j vers North Hayden, en Indiana, et augmente la capacité de livraison de Northern Border dans la région de Chicago d'environ 30 %.

Le 1^{er} septembre 2000, TC PipeLines, LP a acquis auprès de TransCanada une participation de commandité de 49 % dans Tuscarora, et TransCanada, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, conserve un pour cent de la participation de commandité dans Tuscarora. Tuscarora est un réseau de gazoducs d'une longueur de 386 kilomètres, qui est en exploitation depuis décembre 1995. Ce réseau achemine 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. Le prolongement latéral de Hungry Valley, deuxième raccordement au point de livraison de Tuscarora, à Reno, au Nevada a été achevé en janvier 2001. Le 1^{er} décembre 2002, Tuscarora a achevé de construire et mis en service un prolongement de son réseau de pipelines, comprenant deux stations de compression et 17 kilomètres de nouvelles canalisations depuis l'ancien terminus près de Reno, au Nevada, jusqu'à Wadsworth, au Nevada. Le prolongement est destiné à répondre aux besoins croissants de production d'électricité, notamment aux fins résidentielles, dans le nord du Nevada. La capacité actuelle de Tuscarora est d'environ 182 MMpi³/j.

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

Iroquois

Iroquois se raccorde au réseau principal au Canada dans l'est de l'Ontario. Ce pipeline de 604 kilomètres achemine le gaz à des clients situés dans le nord-est des États-Unis et prend actuellement fin à Long Island, dans l'État de New York. La participation totale de TransCanada dans Iroquois, par l'intermédiaire de deux filiales en propriété exclusive, s'établit à 40,96 %. Iroquois a une entente de règlement sur une structure de tarifs auprès de l'autorité de réglementation américaine en vigueur jusqu'au 1^{er} janvier 2004.

La construction de l'expansion Eastchester d'Iroquois est en cours et partiellement achevée. Des tranches des ajouts de compression du projet ont été mis en service en novembre 2002, le reste du projet devant être achevé vers le milieu de 2003. Cette expansion étendra le réseau Iroquois de Long Island jusqu'à la ville de New York et apportera une capacité supplémentaire de 230 MMpi³/j de nouveaux services au sein de ce marché.

Trans Québec & Maritimes

TransCanada détient une participation de 50 % dans le réseau de pipelines TQM, d'une longueur de 572 kilomètres, lequel se raccorde au réseau principal au Canada. TQM dessert les marchés du Québec et se raccorde au réseau Portland. En 2002, TransCanada a convenu de fournir divers services d'exploitation et d'administration à TQM à compter de janvier 2003.

Portland

TransCanada détient une participation de 33,29 % dans Portland par l'intermédiaire de deux filiales en propriété exclusive. Portland est un pipeline inter-étatique de 471 kilomètres qui se raccorde au réseau de pipelines de TQM à la frontière canado-américaine à Pittsburgh, au New Hampshire, et au Tennessee Gas Pipeline à Haverhill et Dracut, au Massachusetts. Les sections sud de Portland, comptant 163 kilomètres, font partie des installations conjointes partagées avec Maritimes and Northeast Pipeline. Portland détient une participation d'un tiers dans les installations conjointes.

En octobre 2001, Portland a déposé auprès de l'autorité de réglementation américaine une demande de hausse tarifaire qui a été acceptée et est entrée en vigueur, sous réserve d'un remboursement, en avril 2002. Portland et les représentants des clients ont conclu une entente sur de nouveaux tarifs et Portland a présenté une entente non contestée à l'autorité de réglementation américaine en octobre 2002, entente qui a été intégralement approuvée en janvier 2003.

Réseau Foothills

Le réseau Foothills est un gazoduc d'une longueur de 1 040 kilomètres qui transporte du gaz naturel de l'Ouest canadien du centre de l'Alberta jusqu'aux pipelines de raccordement pour l'acheminer vers des marchés des États-Unis.

Développement du nord

TransCanada recherche activement des possibilités de mise en valeur du gaz nordique. Foothills détient le certificat réglementaire pour le tronçon canadien du projet de route de l'Alaska et TransCanada et Foothills détiennent conjointement le certificat délivré par l'Alaska à l'égard du projet. TransCanada estime que le Réseau du transport du gaz naturel de l'Alaska (« RTGNA ») comporte des avantages considérables par rapport aux autres propositions de livraison du gaz de l'Alaska vers le marché, et que la réalisation fructueuse du projet répondrait à la fois aux besoins des producteurs de l'Alaska et des consommateurs nord-américains.

TransCanada continue de travailler avec des producteurs du delta du Mackenzie au Canada afin d'acheminer le gaz naturel du delta du Mackenzie jusqu'au marché en accédant aux ressources de gaz grâce à une nouvelle infrastructure pipelinère dans les Territoires du Nord-Ouest qui se raccorderait au réseau de l'Alberta.

Ventures LP

TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (« Ventures LP ») est une entreprise créée par TransCanada en vue de fournir des solutions énergétiques à ses clients exploitants dans le BSOC. Elle est actuellement propriétaire de deux gazoducs qui fournissent des services à partir du réseau de l'Alberta, l'un vers la région des sables bitumineux Fort McMurray dans le nord de l'Alberta et l'autre vers un grand complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta.

CrossAlta

TransCanada détient une participation de 60 % dans la Crossfield Storage Joint Venture et a donc droit à une quote-part proportionnelle des bénéfices de CrossAlta Gas Storage & Services Ltd., laquelle possède une installation de stockage de gaz près de Crossfield, en Alberta.

TransGas

TransCanada détient une participation de 46,5 % dans TransGas de Occidente S.A. (« TransGas »), gazoduc d'une longueur de 344 kilomètres qui va de Mariquita jusqu'à Cali, en Colombie. TransCanada est également l'exploitant de TransGas.

Réglementation des pipelines nord-américains

Les activités de TQM et du réseau Foothills ainsi que de leurs filiales sont réglementées par l'autorité de réglementation fédérale. Le réseau Foothills est aussi réglementé par l'Administration du pipe-line du Nord Canada. Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada), l'autorité de réglementation fédérale réglemente la construction et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et le tronçon canadien des pipelines internationaux et approuve également les droits de pipelines ainsi que l'importation et l'exportation du gaz naturel.

La construction et l'exploitation du pipeline des sables bitumineux de Ventures LP à Fort McMurray et du pipeline Joffre sont régies par l'autorité de réglementation albertaine.

Relativement aux investissements de TransCanada dans des pipelines américains, la loi intitulée *Natural Gas Act of 1938* (« NGA ») établit le cadre réglementaire applicable à la construction des installations, au transport du gaz naturel inter-étatique et aux conditions de service. L'autorité de réglementation américaine a comme mandat la mise en application des exigences de la NGA. Les volumes de gaz naturel transportés pour TransCanada sur le réseau de transport Great Lakes sont assujettis aux autorisations en vertu de la NGA émises par l'autorité de réglementation américaine. Les gazoducs raccordés et les autres projets de gazoducs inter-étatiques aux États-Unis dans lesquels TransCanada a des investissements sont assujettis à la réglementation de l'autorité de réglementation américaine et à la NGA ainsi qu'à certaines exigences réglementaires des États.

Les importations et les exportations transfrontalières de gaz naturel sont assujetties à des autorisations accordées par l'autorité de réglementation fédérale et l'United States Department of Energy.

Concurrence dans le transport

Les trois 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, se sont étendus 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 ne s'attend pas à ce que l'approvisionnement en gaz à partir du BSOC augmente.

Le réseau de l'Alberta est le principal transporteur de gaz naturel dans la province d'Alberta et vers les provinces limitrophes. Cependant, un certain nombre de pipelines de rechange ont été construits, lesquels cherchent à offrir des prix avantageux et viennent concurrencer le réseau de l'Alberta. Le pipeline Alliance a été mis en service en décembre 2000 et entre directement en concurrence pour l'approvisionnement avec le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada, les réseaux Foothills et Northern Border. Les pipelines de dérivation sur de courtes distances South Suffield et North Suffield d'AltaGas Services ont respectivement été mis en service en 2000 et 2001 et se raccordent tous deux au réseau principal au Canada de TransCanada. Ces dérivations sur de courtes distances représentent moins de 5 % du débit du réseau de l'Alberta. Le réseau de l'Alberta fait de plus face à la concurrence accrue d'autres pipelines.

En prévision de ces développements et en réaction à ceux-ci, la méthodologie actuelle de droits du réseau de l'Alberta était destinée à augmenter la capacité de TransCanada d'offrir des prix compétitifs et une souplesse en matière de service, et donner à TransCanada le pouvoir de réagir aux pipelines de dérivation futurs possibles en offrant des services de fidélité.

Le réseau principal au Canada est maintenant un des trois gazoducs offrant un service de transport directement du BSOC jusqu'à l'est du Canada et jusqu'à divers points d'exportation vers le Midwest et le nord-est des États-Unis. 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. Le pipeline Vector (dans lequel TransCanada ne détient aucune participation) a été mis en service en 2000 et offre une capacité supplémentaire pour les principaux marchés du réseau principal au Canada dans l'est du Canada en se raccordant au pipeline Alliance et à d'autres pipelines à Chicago, en Illinois. Ensemble, le pipeline Alliance, le pipeline Northern Border et le pipeline Vector forment une dérivation du réseau principal au Canada pour desservir les marchés de l'est du Canada.

Pour de plus amples renseignements sur les risques d'entreprises dans le transport, se reporter à l'analyse par la direction à la rubrique « Transport — Risques d'entreprise ».

Recherche et développement

En 2002, TransCanada a consacré environ 10,6 millions de dollars à des activités de recherche et développement, dont environ 1,8 million de dollars avaient trait à la recherche sur la gestion de l'intégrité des pipelines, environ 3,9 millions de dollars à d'autres activités de pipelines réglementés et environ 4,9 millions de dollars à des participations dans des pipelines non réglementés.

Électricité

Le secteur de l'électricité de l'entreprise de TransCanada comprend la construction, la propriété, l'exploitation et la gestion de centrales et la commercialisation de l'électricité et fournit des services de comptes d'électricité pour les clients des secteurs énergétique et industriel. Ce secteur est actif au Canada et aux États-Unis.

TransCanada est propriétaire exploitant :

- d'une centrale alimentée par l'énergie résiduelle à l'installation de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta (27 MW);
- de centrales de cogénération en Alberta à Carseland (80 MW), Redwater (40 MW), Bear Creek (80 MW) et MacKay River (165 MW — devant être mis en service à la fin de 2003);
- des centrales hydroélectriques Curtis Palmer près de Corinth, dans l'État de New York (60 MW);
- de la centrale Ocean State Power à Burrillville, au Rhode Island (560 MW).

TransCanada a de plus conclu des ententes d'achat d'électricité à long terme à l'égard :

- de 100 % de la production de la centrale Sundance A (560 MW) et de 50 % de la production de la centrale Sundance B (353 MW sur 706 MW) près de Wabamun, en Alberta.

Par l'intermédiaire de S.E.C. Électricité, TransCanada exploite :

- cinq centrales en Ontario et une en Colombie-Britannique (264 MW);
- une centrale aux États-Unis (64 MW).

TransCanada est propriétaire, mais non exploitant :

- de la centrale ManChief près de Denver, au Colorado (300 MW);
- d'une participation de 31,6 % dans les installations de production électrique nucléaires de Bruce Power en Ontario (3 140 MW au total en exploitation, plus environ 1 500 MW au total devant être mis en service en 2003); et
- d'une participation de 17 % dans Huron Wind L.P. (9 MW au total)

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

TransCanada vend la totalité de la production des centrales Curtis Palmer aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe intervenu avec Niagara Mohawk Power Corporation. Aux taux actuels de production, la durée restante du contrat dépasse 25 ans. En 2000, la centrale de Curtis Palmer a été réagréée par l'autorité de réglementation américaine à des fins d'exploitation pendant une durée de 40 ans.

Les services d'exploitation et d'entretien de la centrale ManChief continueront d'être fournis par le fournisseur actuel de services contractuels.

Les services d'exploitation et d'entretien des centrales de Bruce Power continueront d'être fournis par la direction et le personnel actuels de Bruce Power.

En décembre 2002, TransCanada et Ontario Power Generation ont créé une nouvelle société en commandite, Portlands Energy Centre L.P., pour étudier la faisabilité de l'aménagement d'une centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une puissance de 550 MW sur un ancien site de production d'électricité dans la région riveraine de Portlands, au centre-ville de Toronto (Ontario).

TransCanada continue d'examiner des possibilités d'investissement en Amérique du Nord.

S.E.C. TransCanada Électricité

TransCanada est propriétaire exploitant et le plus important porteur de parts de S.E.C. Électricité, société en commandite ouverte qui est propriétaire de sept centrales. TransCanada détient 35,6 % des parts de S.E.C. Électricité.

S.E.C. Électricité est propriétaire de centrales à cycle combiné — alimentées par une combinaison de gaz naturel et d'énergie résiduelle provenant d'installations adjacentes — à Nipigon, Kapuskasing, North Bay et Tunis, en Ontario et à Castleton-on-Hudson, dans l'État de New York. Elle est aussi propriétaire de centrales alimentées aux déchets de bois près de Hearst, en Ontario, et de Williams Lake, en Colombie-Britannique.

TransCanada fournit le combustible de gaz naturel à certaines centrales de S.E.C. Électricité.

Le 23 octobre 2001, S.E.C. Électricité a réalisé la vente de quelque 5,7 millions de parts de société en commandite nouvellement émises dont elle a tiré un produit net de 166 millions de dollars, produit qui a servi à rembourser la dette à long terme de la société en commandite. Par suite de cette opération, la participation de TransCanada a été ramenée à 35,6 %.

Les sept centrales de S.E.C. Électricité ont une capacité de production totale de 328 MW. Il s'agit du plus important fonds à revenu d'électricité coté en bourse au Canada avec une capitalisation boursière d'environ 1,2 milliard de dollars.

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 2002 et 2001 provenant des activités relatives à l'électricité de TransCanada.

	2002		2001	
	Produits (millions de dollars)	Pour cent	Produits (millions de dollars)	Pour cent
<i>Produits d'exploitation¹⁾</i>				
Canada — Marché intérieur	655	51	834	60
Canada — Exportation	—	—	90	6
États-Unis	638	49	471	34
Total	<u>1 293</u>	<u>100</u>	<u>1 395</u>	<u>100</u>
	2002		2001	
	Volume (gigawatt-heures)	Pour cent	Volume (gigawatt-heures)	Pour cent
<i>Volumes vendus²⁾</i>				
Canada — Marché intérieur	11 493	60	10 140	71
Canada — Exportation	10	—	210	1
États-Unis	7 541	40	3 973	28
Total	<u>19 044</u>	<u>100</u>	<u>14 323</u>	<u>100</u>
	2002		2001	
	Production (mégawatts)	Pour cent	Production (mégawatts)	Pour cent
<i>Capacité de production²⁾³⁾⁴⁾⁵⁾</i>				
Canada	1 404	59	1 324	66
États-Unis	984	41	684	34
Total	<u>2 388</u>	<u>100</u>	<u>2 008</u>	<u>100</u>

Nota :

- 1) Comprend les produits d'exploitation de TransCanada générés par Ocean State Power et S.E.C. Électricité (après l'élimination des opérations intersociétés avec TransCanada).
- 2) Comprend la totalité des volumes vendus par Ocean State Power et S.E.C. Électricité et la capacité de production de celles-ci (après l'élimination des opérations intersociétés avec TransCanada).
- 3) Exclut MaKay River (165 MW) qui était en construction à la fin de l'exercice. La construction de la centrale Bear Creek (80 MW) était achevée pour l'essentiel au 31 décembre 2002.
- 4) Comprend des ententes d'achat d'électricité de Sundance A (560 MW) sous le contrôle de TransCanada et de Sundance B (353 MW). TransCanada est propriétaire de 50 % de la production totale de 706 MW de Sundance B par l'entremise d'un investissement dans ASTC Power Partnership.
- 5) Exclut la capacité de production de Bruce Power L.P. (3 140 MW, plus 1 538 MW devant être mis en service au milieu de 2003).

Réglementation de l'électricité

Les investissements de TransCanada dans Ocean State Power, Curtis Palmer, ManChief, et ses activités de commercialisation de l'électricité aux États-Unis sont assujettis à la compétence de l'autorité de réglementation

américaine en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Federal Power Act*, ainsi qu'à la compétence de certaines autorités de réglementation étatiques.

La déréglementation du secteur de l'électricité s'effectue à différents stades dans la plupart des marchés où TransCanada est actuellement active, notamment en Alberta, en Ontario et dans le nord des États-Unis. En 2001, l'Alberta a déréglementé son actif de production et a ouvert le marché aux détaillants et aux grossistes. En 2002, le gouvernement de l'Ontario a amorcé la déréglementation de son marché de l'électricité, mais a ensuite plafonné les tarifs pour les petits consommateurs. Ce plafond ne touche pas directement le marché de gros sur lequel TransCanada est surtout active.

Concurrence dans l'électricité

L'entreprise d'électricité de TransCanada a été exploitée et continue d'être exploitée dans des marchés hautement concurrentiels menés principalement par les prix. Toutefois, la plus grande partie de l'activité de production d'électricité de TransCanada est soutenue par des contrats à prix fixe à long terme ou à moyen terme qui ne sont pas touchés par les modifications de prix à court terme dans le marché. Le secteur de l'électricité en Amérique du Nord est actuellement en voie de déréglementation, certains États et provinces étant situés à différentes étapes du processus. TransCanada continue de surveiller cette déréglementation et cherche des occasions d'investissement au fur et à mesure qu'elles surgissent.

Pour de plus amples renseignements sur les risques d'entreprise liés à l'entreprise d'électricité de TransCanada, se reporter à la rubrique « Électricité — Risques d'entreprise » dans l'analyse par la direction.

Autres participations

Cancarb Limited

TransCanada est propriétaire de Cancarb Limited, installation de fabrication de noir de carbone thermique 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

Entre 1999 et 2002, TransCanada a continué de concentrer ses activités sur le transport du gaz naturel et la production d'électricité. 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 qu'elle avait choisi d'aliéner. Pour de plus amples renseignements sur les activités abandonnées, se reporter à la note 19 des états financiers consolidés vérifiés 2002 de TransCanada.

Commercialisation et commerce du gaz

En date du 1^{er} décembre 2001, TransCanada a vendu la quasi-totalité de ses activités de commercialisation et de commerce du gaz naturel. TransCanada conserve certaines obligations éventuelles relativement à ses anciennes entreprises de commercialisation du gaz, par suite du refus de certaines contreparties de consentir à la cession et à la novation de ses contrats aux acheteurs de ces éléments d'actif. Ces obligations éventuelles diminuent graduellement au fur et à mesure que les contrats sous-jacents viennent à expiration.

Activités internationales

Les activités internationales de TransCanada en matière de transport, de traitement et de production d'électricité ont été axées principalement sur l'Amérique Latine, l'Europe et l'Asie-Pacifique. En décembre 1999, TransCanada a annoncé son intention de se retirer de toutes ses activités internationales et au cours de 2000 et 2001, a vendu la plupart de ses entreprises et éléments d'actif internationaux, de sorte qu'au 25 février 2003, les activités internationales abandonnées suivantes restent à vendre.

Amérique Latine

TransCanada détient ce qui suit :

- une participation de 30 % dans Gasoducto del Pacifico (« Gas Pacifico »), gazoduc de 540 kilomètres, de l'Argentine à Concepción, au Chili;
- une participation de 30 % dans INNERGY Holdings S.A., société de transport et de commercialisation de gaz naturel industriel exploitant à Concepción, dans la région du Chili, qui transporte le gaz sur le réseau de Gas Pacifico.

Asie-Pacifique

Trans-Canada détient une participation indirecte de 10 % dans PT Paiton Energy Company, qui est propriétaire d'un projet relatif à l'énergie électrique comprenant deux centrales alimentées au charbon d'une capacité de 615 mégawatts situées en Indonésie.

Réglementation des activités internationales

La plupart des pays où TransCanada continue d'avoir des participations commerciales possèdent divers organismes gouvernementaux responsables de la rédaction et de la mise en application des politiques et règlements ayant trait à l'exploration, à la production, au transport, au raffinage, au traitement et à la distribution des hydrocarbures, ainsi qu'à toutes les autres activités liées au secteur de l'énergie.

Concurrence dans les activités internationales

TransCanada mène ses activités internationales au sein d'un environnement fortement concurrentiel se composant d'importantes sociétés de services énergétiques et de consortiums ayant de nombreuses années d'expérience au niveau international et pouvant compter sur des relations bien établies. Les projets ont été généralement adjugés par appels d'offres internationaux.

Risques d'entreprise à l'échelle internationale

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

Secteur intermédiaire

En 2000 et 2001, TransCanada a vendu la quasi-totalité de son portefeuille d'éléments d'actif de collecte, de traitement, d'usine de chevauchement et d'extraction de gaz naturel en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan.

En 2002, l'usine à gaz Harmattan représentait le seul élément d'actif intermédiaire restant de TransCanada. Même si un contrat d'achat et de vente a été signé à l'égard de l'usine en 2001, un tiers non relié a soulevé un litige qui a retardé la vente. Le différend a été réglé à la fin de 2002, et la vente a été conclue en janvier 2003.

SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT

TransCanada s'est engagée à assurer un milieu d'exploitation sûr et sain pour ses employés et le public, tout en protégeant 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 surveille la conformité à la politique SS et E de TransCanada grâce à des rapports réguliers du service collectivité, sécurité et environnement de la société. 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 connexes en matière de SS et E.

TransCanada a un système de gestion SS et E inspirée des éléments de la norme ISO 14001, visant à faciliter l'orientation des ressources vers les zones des activités commerciales de l'organisation posant le plus de risques relativement à la santé, à la sécurité et à l'environnement. Ce système signale les occasions d'amélioration, permet à la société de se rapprocher des attentes et objectifs définis en matière de SS et E et assure un avantage commercial concurrentiel. Les vérifications 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 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 le cadre réglementaire dans lequel TransCanada poursuit ses activités.

Changement climatique

Les initiatives environnementales relatives au changement climatique représentent une question stratégique pour TransCanada, particulièrement suite à la ratification du protocole de Kyoto par le gouvernement canadien en décembre 2002. TransCanada a une stratégie complète en matière de changements climatiques en place depuis 1999, laquelle comprend cinq principaux éléments d'activités :

- Participation aux forums sur la politique;
- Réduction directe des émissions;
- Développement de technologie à long terme;
- Analyse de la compensation;
- Recherche d'occasions d'affaires.

En 2002, TransCanada a reçu pour la quatrième année d'affilée le statut or (Gold Level Reporting) pour son rapport 2002 au programme Défi-Climat (Mesures volontaires et Registre). Pour atteindre le niveau or, les rapports au programme Défi-Climat sont notés en plusieurs catégories. Pour obtenir le niveau or, il faut obtenir une note d'au moins 90/100 et respecter en plus des critères obligatoires. Environ 12 % des soumissions au registre ont reçu le statut or.

Le protocole de Kyoto, que le gouvernement fédéral du Canada a ratifié en décembre 2002, exige du Canada qu'il réduise considérablement ses émissions de gaz à effet de serre. Le gouvernement canadien n'a pas encore fourni de détails sur la manière avec laquelle il compte atteindre ces objectifs de réduction et, en attendant de les connaître, il est donc impossible pour TransCanada de prédire dans quelle mesure elle sera touchée.

BREVETS, LICENCES ET MARQUES DE COMMERCE

TransCanada est le propriétaire véritable, et dans certains cas, le titulaire d'un certain nombre de marques de commerce, de brevets et de licences. Même si ces marques de commerce, brevets et licences constituent un actif précieux, TransCanada ne considère pas qu'une seule marque de commerce, un seul brevet ou une seule licence soit important à l'égard de son exploitation dans son ensemble.

POURSUITES JUDICIAIRES

TransCanada fait l'objet de diverses poursuites judiciaires et actions survenant dans le cours normal des affaires. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 18 des états financiers consolidés vérifiés 2002 de TransCanada.

INFORMATION FINANCIÈRE

Information financière consolidée choisie sur trois ans

On trouvera à la rubrique intitulée « Faits saillants financiers sur trois ans » du rapport annuel, laquelle est intégrée aux présentes par renvoi, les renseignements consolidés choisis pour les exercices terminés les 31 décembre 2002, 2001 et 2000.

On trouvera un aperçu des facteurs touchant le caractère comparable des données, notamment les activités abandonnées et les changements aux conventions comptables aux notes 1, 2 et 19 des États financiers consolidés de 2002 de TransCanada.

Information relative aux dividendes pour les trois derniers exercices

Les dividendes déclarés par action au cours des trois derniers exercices figurent dans les tableaux ci-dessous.

Dividendes déclarés sur les actions ordinaires

	2002	2001	2000
	(en dollars par action)		
Actions ordinaires ¹⁾	1,00	0,90	0,80

Nota :

- 1) Le 28 janvier 2003, le conseil d'administration de TransCanada a annoncé une hausse du dividende sur les actions ordinaires à hauteur de 0,27 \$ par action pour le trimestre arrêté au 31 mars 2003.

Dividendes déclarés sur les actions privilégiées

	2002	2001	2000
	(dollars par action)		
Actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif			
Série R ¹⁾	—	—	2,23125
Série S ²⁾	—	—	1,93125
Série U ³⁾	2,80	2,80	2,80
Série Y ⁴⁾	2,80	2,80	2,80

Nota :

- 1) Les actions de série R ont été rachetées le 15 décembre 2000.
- 2) Les actions de série S ont été émises le 2 juillet 1998 aux termes du plan d'arrangement avec NOVA en échange d'actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif, série 1 émises le 27 mars 1997 par NOVA. Les actions de série S ont par la suite été rachetées par voie d'une importante offre publique de rachat et aux termes des dispositions d'acquisition forcée de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* en novembre 2000. Le dividende de 0,64375 déclaré sur les actions de série S le 31 octobre 2000 pour les actionnaires inscrits le 31 janvier 2001 n'a pas été inclus dans le tableau.
- 3) Les actions de série U ont été émises le 15 octobre 1998.
- 4) Les actions de série Y ont été émises le 5 mars 1999.

Restrictions portant sur les dividendes

Certaines des actions privilégiées en circulation de TransCanada comportent des restrictions exigeant qu'aucun dividende ne soit déclaré ni versé sur les actions ordinaires à moins que tous les dividendes payables sur toutes les actions prenant rang avant les actions ordinaires quant au versement de dividendes n'aient été déclarés et versés. En outre, il existe des dispositions dans les divers actes de fiducie ou conventions de crédit auxquels TransCanada est partie qui restreignent le versement de dividendes sur les actions ordinaires de TransCanada dans certaines circonstances limitées. À la fin de l'exercice, ces dispositions ne restreignaient ni ne modifiaient la capacité de TransCanada de déclarer ou de verser des dividendes.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les renseignements ci-après sont donnés en date du 25 février 2003.

Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de New York et de Toronto.

Les actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif, série U et série Y sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto.

Les débentures subordonnées 8,75 %, de rang inférieur (qui sont des obligations de TransCanada Capital, fiducie commerciale non apparentée) échéant en 2045 et les titres privilégiés 8,25 % échéant en 2047 sont inscrits à la cote de la Bourse de New York.

Les débentures 7,875 % échéant le 1^{er} avril 2023 de NGTL sont inscrites à la cote de la Bourse de New York.

Les obligations de première hypothèque sur pipelines 16,50 % échéant en 2007 sont inscrites à la cote de la Bourse de Londres.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Au 25 février 2003, les administrateurs et dirigeants de TransCanada en tant que groupe étaient directement ou indirectement propriétaires véritables de 412 771 actions ordinaires et de 32 540 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 personnes morales 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 en 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 2003 de TransCanada datée du 25 février 2003 sous la rubrique « Questions à débattre à l'assemblée annuelle — Élection des administrateurs ». Se reporter à la rubrique « Renseignements supplémentaires » dans la présente notice annuelle.

Administrateurs

Le tableau qui suit donne le nom des treize administrateurs qui siégeaient au conseil d'administration de TransCanada à la fin de l'exercice, leur municipalité de résidence, les postes qu'ils détiennent au sein de TransCanada et des principales personnes morales de son groupe, leur occupation principale 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 de NOVA avant la fusion de 1998, le cas échéant.

Nom	Occupation principale au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
Douglas D. Baldwin, ing. Calgary (Alberta)	Administrateur de sociétés. Président et chef de la direction, TransCanada, d'août 1999 à avril 2001. Avant décembre 1998, vice-président principal et administrateur, Compagnie pétrolière impériale Ltée (énergie intégrée). Administrateur, Talisman Energy Inc., UTS Energy Corporation et Resolute Energy Inc.	1999
Ronald B. Coleman Calgary (Alberta)	Président, R.B. Coleman Consulting Co. Ltd. et président du conseil, Dominion Equity Resource Fund Inc. (activités pétrolières et gazières). <i>Prend sa retraite le 25 avril 2003.</i>	1998 (NOVA, 1987)
Wendy K. Dobson Uxbridge (Ontario)	Professeure, Rotman School of Management et directrice, Centre d'affaires international, Université de Toronto. Administratrice, MDS Inc., DuPont Canada Inc. et La Banque Toronto-Dominion.	1992

Nom	Occupation principale au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
L'hon. Paule Gauthier, C.P., O.C., O.Q., c.r. Québec (Québec)	Associée principale, Desjardins Ducharme Stein Monast (cabinet d'avocats). Administratrice, La Banque Royale du Canada, Société Trust Royal du Canada, Compagnie Trust Royal, Rothmans Inc. et Metro Inc. Membre, conseil des gouverneurs, Collège militaire royal du Canada. 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)	Président du conseil, TransCanada depuis juillet 1998. Avant le 19 février 2003, président du conseil, Fording Inc. (charbon et wollastonite). Avant juillet 1998, président du conseil, NOVA (services énergétiques et produits chimiques de base). Jusqu'en septembre 1998, président du conseil, TransAlta Corporation (société de portefeuille du secteur de l'électricité). Administrateur, EnCana Corporation et Compagnie Weyerhaeuser Limitée.	1998 (NOVA, 1991)
Kerry L. Hawkins Winnipeg (Manitoba)	Président, Cargill Limited (manutentionnaire céréalier et marchand, transporteur et fabricant de produits agricoles). Administrateur, NOVA Chemicals Corporation, Shell Canada Limitée et Compagnie de la Baie d'Hudson.	1996
S. Barry Jackson Calgary (Alberta)	Président du conseil, Resolute Energy Inc. (pétrole et gaz) depuis 2002 et Deer Creek Energy Ltd. (pétrole et gaz) depuis 2001. Président du conseil et président, Crestar Energy Inc. (pétrole et gaz), de 1993 à 2000. Administrateur, Nexen Inc.	2002
Harold N. Kvisle, ing. Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction, TransCanada, depuis mai 2001. Vice-président directeur, Commerce et expansion des affaires, TransCanada, de juin 2000 à avril 2001. Vice-président principal, Commerce et expansion des affaires, TransCanada, d'avril 2000 à juin 2000. Vice-président principal et président, Activités énergétiques, TransCanada, de septembre 1999 à avril 2000. Avant septembre 1999, président, Fletcher Challenge Energy Canada (pétrole et gaz). Administrateur, Norske Skog Canada Limited, Prime West Energy Inc. et S.E.C. TransCanada Électricité.	2001
David P. O'Brien Calgary (Alberta)	Président du conseil, EnCana Corporation (pétrole et gaz), depuis avril 2002. 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, La Banque Royale du Canada, Air Canada, Fairmont Hotels & Resorts Inc., Inco Limitée, Molson Inc., Profico Energy Management Ltd. et The E & P Limited Partnership.	2001
James R. Paul Houston (Texas)	Président du conseil, James and Associates (firme privée d'investissement). Administrateur, AMEC PLC.	1996

<u>Nom</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>	<u>Administrateur depuis</u>
Harry G. Schaefer, F.C.A. Calgary (Alberta)	Président, Schaefer & Associates (société de services de consultation auprès d'entreprises). Vice-président du conseil, TransCanada, depuis 1998. De mai 1996 à novembre 2000, président du conseil, Crestar Energy Inc. (producteur de pétrole et de gaz). Administrateur, Agrium Inc. et Fording Canadian Coal Trust.	1987
W. Thomas Stephens Greenwood Village (Colorado)	Administrateur de sociétés. Chef de la direction, MacMillan Bloedel Limitée (produits forestiers) d'octobre 1997 à octobre 1999. Administrateur, Xcel Energy Inc., Norske Skog Canada Limited et Qwest Communications International Inc.	1999
Joseph D. Thompson, ing. Edmonton (Alberta)	Président du conseil, PCL Construction Group Inc. (entrepreneurs en construction générale). Administrateur, NOVA Chemicals Corporation.	1995

Chaque administrateur demeure en fonction jusqu'à la prochaine assemblée annuelle ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

TransCanada est tenue d'avoir un comité de vérification, lequel, chez TransCanada, est appelé le comité de vérification et de gestion des risques. Les administrateurs qui sont membres de ce comité sont MM. H.G. Schaefer (président), R.B. Coleman (qui prend sa retraite le 25 avril 2003), K.L. Hawkins, S.B. Jackson, J.R. Paul et l'hon. P. Gauthier. Les autres comités du conseil d'administration, sont le comité de régie, le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement et le comité des ressources humaines. Des renseignements supplémentaires au sujet des comités du conseil d'administration et des pratiques de régie d'entreprise chez TransCanada se trouvent dans la circulaire d'information de la direction sous la rubrique « Questions à débattre à l'assemblée annuelle — Rémunération et autres renseignements — Régie d'entreprise ». Se reporter à la rubrique « Renseignements supplémentaires » dans la présente notice annuelle.

Dirigeants

Tous les dirigeants de TransCanada résident à Calgary, en Alberta. Au 25 février 2003, 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 direction

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>
Harold N. Kvisle	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction, TransCanada, depuis mai 2001. De juin 2000 à avril 2001, vice-président directeur, Commerce et expansion des affaires, TransCanada. D'avril 2000 à juin 2000, vice-président principal, Commerce et expansion des affaires, TransCanada. De septembre 1999 à avril 2000, vice-président principal, TransCanada, et président, Activités énergétiques, TransCanada. Avant septembre 1999, président, Fletcher Challenge Energy Canada (pétrole et gaz).

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>
Albrecht W.A. Bellstedt, c.r.	Vice-président directeur, Affaires juridiques et chef du contentieux	Avant juin 2000, vice-président principal, Affaires juridiques et chef du contentieux. Avant avril 2000, vice-président principal, Affaires juridiques et administratives et avant août 1999, vice-président principal, Affaires juridiques et chef de la conformité. Avant février 1999, associé, Fraser Milner, cabinet d'avocats, et avant octobre 1998, associé, Milner Fenerty, cabinet remplacé par Fraser Milner.
Russell K. Girling	Vice-président directeur et chef des finances	Avant juin 2000, vice-président principal et chef des finances. De janvier à septembre 1999, vice-président, Finances. Avant janvier 1999, vice-président directeur, Électricité (TransCanada Energy). Avant juillet 1998, vice-président principal, Électricité en Amérique du Nord (TransCanada Energy)
Dennis J. McConaghy	Vice-président directeur, Mise en valeur de la production gazière	Avant mai 2001, vice-président principal, Expansion des affaires. Avant octobre 2000, vice-président principal, Désinvestissements secteur intermédiaire. Avant juin 2000, vice-président, Stratégie et planification. Avant juillet 1998, vice-président, Stratégie et expansion, NOVA Corporation.
Alexander J. Pourbaix	Vice-président directeur, Mise en valeur de la production d'électricité	Avant juin 2001, vice-président, Expansion, Services d'électricité. Avant juin 1998, a détenu progressivement des postes de haute direction au sein des sociétés membres du groupe de TransCanada.
Sarah E. Raiss	Vice-présidente directrice, Services de la société	Avant janvier 2002, vice-présidente directrice, Ressources humaines et relations avec le secteur public. Avant juin 2000, vice-présidente principale, Ressources humaines et relations avec le secteur public. Avant février 2000, vice-présidente principale, Ressources humaines. Avant mars 1999, présidente de SE Raiss Group, Inc. (conseiller en organisation).
Ronald J. Turner	Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie	Avant juin 2000, vice-président principal et président, TransCanada International. Avant septembre 1999, vice-président principal et président, Transmission West. Avant juillet 1998, vice-président, Procédés de valeur de l'Ouest, NOVA Chemicals Ltd. et vice-président directeur, NOVA Gas Transmission Ltd.

Dirigeants de la société

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>
Ronald L. Cook	Vice-président, Fiscalité	Avant avril 2002, directeur, Fiscalité.
Rhondda E.S. Grant	Vice-présidente et secrétaire	Avant septembre 1999, secrétaire et directrice adjointe du contentieux. Avant juillet 1998, détenait des postes similaires, NOVA Corporation.

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>
Lee G. Hobbs	Vice-président et contrôleur	Avant juillet 2001, directeur, Comptabilité. Avant mai 1999, chef de la direction financière, Snow Leopard Resources Inc.
Garry E. Lamb	Vice-président, Gestion des risques	Avant octobre 2001, vice-président, Vérification et gestion des risques. Avant juin 2000, vice-président, Gestion des risques. Avant février 2000, vice-président, Identification et quantification des risques. Avant septembre 1999, directeur général, Risques de cocontractants et avant janvier 1999, a occupé le même poste, TransCanada Energy Ltd.
Donald R. Marchand	Vice-président, Finances et trésorier	Avant septembre 1999, directeur général, Finances. Avant janvier 1998, directeur, Finances.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

1. Des renseignements supplémentaires sont fournis dans la circulaire d'information de la direction 2003, qu'on peut obtenir en en faisant la demande à la secrétaire de TransCanada. Ces renseignements comprennent la rémunération des administrateurs et des dirigeants; les prêts aux administrateurs et dirigeants; les principaux détenteurs de titres de TransCanada; les options d'achat de titres et les intérêts d'initiés dans des opérations importantes (dans tous les cas, s'il en est).
2. Des renseignements financiers supplémentaires apparaissent aux états financiers consolidés vérifiés 2002 de TransCanada fournis dans le rapport annuel.
3. TransCanada fournira à toute personne ou à toute société qui en fera la demande auprès de la secrétaire de TransCanada :
 - a) lorsque les titres de TransCanada font l'objet d'un placement aux termes d'un prospectus simplifié ou lorsqu'un prospectus simplifié provisoire a été déposé à l'égard du placement de ses titres :
 - i) un exemplaire de la plus récente notice annuelle de TransCanada, ainsi qu'un exemplaire de tout document ou des pages pertinentes de tout document qui y sont intégrés par renvoi;
 - ii) un exemplaire des états financiers consolidés comparatifs de TransCanada pour le dernier exercice financier terminé de TransCanada pour lequel des états financiers ont été déposés, le rapport du vérificateur sur ces états financiers, l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation et un exemplaire des états financiers intermédiaires de TransCanada qui ont été déposés après les derniers états financiers annuels déposés;
 - iii) un exemplaire de la circulaire d'information de TransCanada concernant la dernière assemblée annuelle des actionnaires de TransCanada à laquelle il y a eu élection d'administrateurs, ou un exemplaire de tout document annuel déposé à la place de la circulaire d'information, selon ce qui sera approprié;
 - iv) un exemplaire de tout autre document ou rapport qui est intégré par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou au prospectus simplifié et qui n'a pas à être fourni aux termes des alinéas i), ii) ou iii) ci-dessus; ou
 - b) à tout autre moment, un exemplaire de tout autre document mentionné aux alinéas 3) a) i), ii) et iii) ci-dessus, étant entendu que TransCanada pourra exiger des frais raisonnables si la demande est faite par une personne ou société qui n'est pas porteur de titres de TransCanada, lorsque les documents sont fournis par TransCanada aux termes de l'alinéa 3).

ANNEXE A

Taux de change du dollar canadien

Sauf indication contraire, tous les montants mentionnés dans le présent document sont libellés en dollars canadiens. Le tableau qui suit donne les cours au comptant extrêmes, les cours au comptant moyens à midi et les cours 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 le 31 décembre				
	2002	2001	2000	1999	1998
Haut	1,6125	1,6034	1,5583	1,5475	1,5845
Bas	1,5122	1,4935	1,4353	1,4420	1,4040
Moyen à midi	1,5704	1,5484	1,4852	1,4858	1,4835
Fin d'exercice	1,5796	1,5926	1,5002	1,4433	1,5305

Le 25 février 2003 le cours au comptant à midi pour le dollar américain publié par la Banque du Canada était de 1,00 \$ US = 1,4926 \$ CA.

Tableau de conversion métrique

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

<u>Système métrique</u>	<u>Système impérial</u>	<u>Facteur</u>
kilomètres	milles	0,62
millimètres	pouces	0,04
gigajoules	millions d'unités thermiques britanniques (« MMBtu »)	0,95
mètres cubes*	pieds cubes	35,3
kilopascals	livres par pouce carré	0,15
degrés Celsius	degrés Fahrenheit	
		Pour convertir en Fahrenheit, multiplier par 1,8, ensuite ajouter 32°;
		Pour convertir en Celsius, soustraire 32°, ensuite diviser 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° Celsius.

Glossaire

Analyse par la direction	L'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation
Autorité de règlementation américaine	La Federal Energy Regulatory Commission (ou « FERC »)
Autorité de réglementation albertaine	Alberta Energy and Utilities Board (ou « EUB »)
Autorité de réglementation fédérale	Office national de l'énergie (ou « ONE »)
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada
Circulaire d'information de la direction	La circulaire d'information de la direction 2003 de TransCanada datée du 25 février 2003
Conseil d'administration	Le conseil d'administration de TransCanada
EUB	Alberta Energy and Utilities Board
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Fin de l'exercice	Le 31 décembre 2002
Gigajoule	10 ⁹ joules
Gigawatt	10 ⁹ watts
GJ	Gigajoule, 10 ⁹ joules
Gpi ³	Milliard de pieds cubes
Great Lakes	Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership
GW	Gigawatt, 10 ⁹ watts
Iroquois	Iroquois Gas Transmission System
Km	Kilomètre
Mégawatt	10 ⁶ watts
MMpi ³ /j	Million de pieds cubes par jour
MW	Mégawatt, 10 ⁶ watts
NBPLP	Northern Border Partners, L.P.
NGTL	NOVA Gas Transmission Ltd.
Noir de carbone thermique	Agrégat de particules très fines de carbone possédant une structure moléculaire amorphe quasi-graphitique. Utilisé principalement dans l'industrie du caoutchouc.
Northern Border	Northern Border Pipeline Company
Notice annuelle	La notice annuelle ou notice annuelle de renouvellement
NOVA	NOVA Corporation
ONE	Office National de l'Énergie
OPG	Ontario Power Generation Inc.
PEC	Portland Energy Centre L.P.
Portland	Portland Natural Gas Transmission System
Rapport annuel	Le rapport annuel 2002 aux actionnaires de TransCanada
Réseau CB	Le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada en Colombie-Britannique, situé dans le sud-est de la Colombie-Britannique
Réseau de l'Alberta	Le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada en Alberta, détenu par NGTL
Réseau Foothills	Le réseau de pipelines exploité par Foothills PipeLines Ltd.
Réseau principal au Canada	Le réseau principal de transport de gaz naturel de TransCanada au Canada
RTGNA	Réseau de transport de gaz naturel de l'Alaska
S.E.C. Électricité	S.E.C. TransCanada Électricité
SS et E	Santé, Sécurité et Environnement
Tpi ³	Billion de pieds cubes
TQM	Gazoduc Trans-Québec et Maritimes Inc.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited. Dans la présente notice annuelle, à moins que le contexte ne s'y oppose, cela inclut les filiales en exploitation.
Tuscarora	Tuscarora Gas Transmission Company
Ventures LP	TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership