

RAPPORT ANNUEL 2001

PUISSANCE *et* ÉNERGIE



TransCanada

Du possible au réel

L'énergie. C'est non seulement notre secteur d'activité, mais aussi notre mode d'exploitation. Il y a 50 ans, TransCanada a fait œuvre de pionnier en aménageant le premier gazoduc pancanadien pour le transport du gaz de l'Ouest vers les marchés de l'Est. Aujourd'hui, notre réseau de gazoducs de 38 000 kilomètres (24 000 milles) est l'un des plus importants et des plus perfectionnés du monde. Au début des années 1990, nous nous sommes implantés sur le marché de l'électricité. Depuis cinq ans, nous augmentons nos actifs dans ce secteur, qui sont passés de deux centrales produisant environ 260 mégawatts (MW) à 16 centrales produisant plus de 2 250 MW – un volume d'électricité permettant de répondre à la demande de plus de 2,2 millions de foyers.

L'électricité. Notre solidité financière, nos compétences et le savoir-faire de nos employés nous permettent de répondre aux exigences d'un marché où la concurrence est de plus en plus vive. Nos entreprises essentielles – le transport du gaz naturel et l'électricité – sont le moteur de notre croissance. Nous ciblons nos efforts sur les occasions nouvelles, tout en recherchant des solutions polyvalentes et concurrentielles qui permettront à nos clients de tirer parti de nouvelles sources de gaz naturel. Nos actions décisives nous préparent à répondre à la demande croissante d'énergie à l'échelle des marchés de la partie septentrionale de l'Amérique du Nord.

Nous entrevoyons notre avenir dans le contexte de la mise en liaison des approvisionnements gaziers actuels et futurs avec les marchés en plein essor dans la partie septentrionale de l'Amérique du Nord ... de la création de sources d'énergie efficaces pour faire face à l'accroissement de la demande ... de la mise en valeur de sources d'approvisionnement et de la création de débouchés grâce à nos biens matériels et à notre capital intellectuel ... et du maintien d'employés chevronnés qui nous permettront de concrétiser nos objectifs.

AU COURS DES CINQ PROCHAINES ANNÉES, TRANSCANADA ...

- favorisera la mise en place, au Canada, d'un cadre réglementaire rehaussant la rentabilité et la compétitivité et permettant de nouveaux choix de services mieux adaptés aux besoins des clients;
- tirera parti de la demande croissante de gaz naturel et jouera un rôle clé dans la création de débouchés pour le gaz naturel des régions nordiques;
- occupera une place prépondérante dans le secteur de la production d'énergie;
- mettra à profit l'énergie d'une équipe gagnante, soucieuse de répondre aux attentes des clients et des actionnaires et d'assurer le succès de la Société;
- deviendra un modèle d'excellence opérationnelle.

... VISERA À PRODUIRE UN RENDEMENT TOTAL SUPÉRIEUR POUR LES ACTIONNAIRES.

TABLE DES MATIÈRES

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS	01
LETTRE AUX ACTIONNAIRES	02
QUESTIONS ET RÉPONSES	04
TRANSPORT	07
ÉLECTRICITÉ	11
ANALYSE PAR LA DIRECTION	15
ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS	39
RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES	69
RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS	71
RENSEIGNEMENTS SUR LA SOCIÉTÉ	74

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS

En 2001, TransCanada a respecté son engagement d'assurer aux actionnaires un rendement solide et stable, appuyé par des investissements judicieux dans ses entreprises essentielles. Grâce à l'exécution disciplinée de notre stratégie d'aliénation des actifs non essentiels, de remboursement de la dette et de réduction constante de nos frais d'exploitation, nous avons solidifié notre bilan et rehaussé nos flux de trésorerie discrétionnaires.

Par suite de nos efforts, le rendement total pour les actionnaires s'est élevé à 21 pour cent en 2001. En janvier 2002, le conseil d'administration a majoré le dividende trimestriel de 11 pour cent, compte tenu de l'accroissement systématique des flux de trésorerie et du bénéfice découlant des activités poursuivies ainsi que de la hausse appréciable de leur qualité et prévisibilité.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

31 décembre (en millions de dollars)

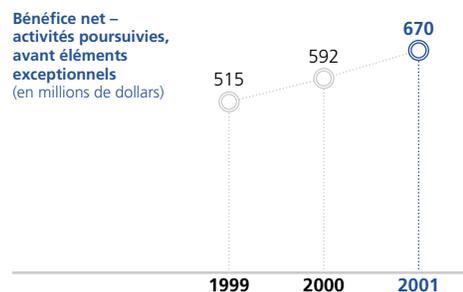
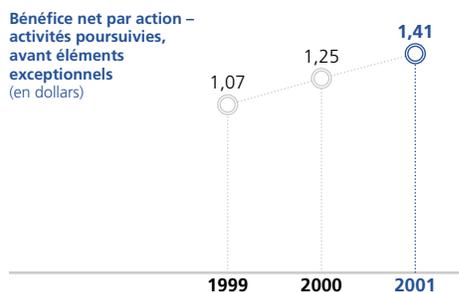
	2001	2000	1999
États des résultats			
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires – activités poursuivies	670	650	454
Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires	603	711	(80)
BAlIA* découlant des activités poursuivies	3 005	2 901	2 555
Flux de trésorerie			
Fonds provenant des activités poursuivies	1 514	1 283	1 041
Dépenses en immobilisations – activités poursuivies	440	518	1 323
Bilans			
Dette à long terme	9 347	9 928	11 591
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	5 429	5 230	4 935

* Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement.

DONNÉES SUR LES ACTIONS ORDINAIRES

Exercices terminés les 31 décembre

	2001	2000	1999
Bénéfice net par action – activités poursuivies	1,41 \$	1,37 \$	0,94 \$
Bénéfice net (perte nette) par action – activités abandonnées	(0,14) \$	0,13 \$	(1,13) \$
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par action	1,27 \$	1,50 \$	(0,19) \$
Fonds provenant des activités poursuivies par action	3,18 \$	2,70 \$	2,22 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)			
Moyenne de l'exercice	475,8	474,6	469,5
Fin de l'exercice	476,6	474,9	474,5



RICHARD F. HASKAYNE

Président du conseil

HAROLD N. KVISLE

Président et chef de la direction



LETTRE AUX ACTIONNAIRES

Rapport annuel 2001

Pour les Nord-américains, 2001 a été une année éprouvante, tant dans les milieux d'affaires que dans leur vie personnelle. Comme tant d'autres, les employés de TransCanada ont été à la hauteur des événements du 11 septembre. L'alimentation en gaz naturel et en électricité de tous nos clients au Canada et aux États-Unis s'est poursuivie sans interruption. Mieux que la plupart, TransCanada a su tirer son épingle du jeu, malgré l'agitation financière qui a caractérisé la fin de 2001. Nous sommes satisfaits des décisions difficiles prises en 1999 et en 2000, car elles ont positionné la Société de façon qu'elle produise un rendement solide tout au long du cycle économique.

TransCanada a surpassé nos principaux objectifs de rendement en 2001. Notre bénéfice et nos flux de trésorerie supérieurs ont contribué à raffermir notre situation financière. La page précédente présente des données plus détaillées à ce sujet. TransCanada a achevé la restructuration amorcée vers la fin de 1999, et nous tablons sur la croissance et la prospérité des entreprises que nous avons choisies, soit le transport du gaz naturel et la production d'électricité.

RENDEMENT D'UNE ÉQUIPE SOLIDE

TransCanada se définit aujourd'hui par son énergie, son assurance et sa détermination. Au cours des deux derniers exercices, nos équipes des secteurs de l'exploitation, de la mise en valeur et du siège social ont rehaussé considérablement leur rendement. Nous chercherons à améliorer constamment notre façon de faire des affaires afin d'assurer notre progrès. Notre équipe de direction est moins nombreuse, son orientation, plus ciblée; nous sommes fiers des résultats réalisés jusqu'à maintenant. Notre personnel est sans pareil, et nous tenons à remercier tous les employés de TransCanada du dévouement et de l'engagement dont ils font preuve. Le succès de TransCanada en 2001 est directement tributaire de leurs efforts.

TransCanada aspire à devenir le fournisseur de services de transport du gaz naturel et d'électricité le plus rentable, le plus concurrentiel et le plus fiable dans la partie septentrionale de l'Amérique du Nord. À l'échelle de l'entreprise, nous ciblons nos efforts sur le contrôle et l'optimisation des coûts ainsi que sur la sécurité et la fiabilité de l'exploitation. Nous sommes dûment engagés à l'excellence opérationnelle, tant dans le secteur du transport du gaz que dans celui de la production d'électricité.

En 2001, les mesures incitatives axées sur le rendement ont donné d'excellents résultats dans notre entreprise de transport du gaz réglementée. De par leurs modalités, ces ententes nous incitent à réduire nos coûts et à rehausser notre rendement au profit de TransCanada et de nos précieux clients. Nous croyons que les mesures incitatives seront un élément important du modèle de fonctionnement de notre entreprise au cours des années à venir.

SAISIR LES OCCASIONS DE CROISSANCE

Nous prévoyons que TransCanada connaîtra la période la plus stimulante de son histoire au cours des dix prochaines années. Nous évaluons sans cesse les occasions qui s'offrent à nous, en accordant une attention particulière aux nouveaux projets de mise en valeur et aux acquisitions stratégiques qui rehaussent considérablement la valeur pour les actionnaires.

Les prévisions économiques laissent entrevoir une forte augmentation de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord pendant la prochaine décennie. Cette hausse se manifestera principalement dans les marchés que TransCanada dessert déjà. À court terme, nous avons pour objectif de mettre en liaison de nouvelles réserves gazières de l'Ouest canadien et d'en alimenter nos marchés dans la partie septentrionale de l'Amérique du Nord. À plus long terme, les réserves gazières du delta du Mackenzie et de l'Alaska seront des sources supplémentaires intéressantes, et nous espérons les mettre en liaison d'ici cinq à dix ans.

TransCanada est bien placée pour faire une contribution précieuse à la mise en valeur des réserves gazières des régions nordiques. Nous possédons une vaste expérience de l'aménagement de canalisations à grand diamètre et de l'exploitation de gazoducs en climat froid, et nous nous distinguons par les grands projets pipeliniers que nous avons réalisés dans le respect des budgets au cours des dix dernières années. Notre réseau intégré, de l'Alberta jusqu'à New York, est l'un des réseaux à haut volume les plus efficaces qui soit. Nous pouvons prolonger ce réseau et nos gazoducs pour transporter vers d'autres marchés des volumes accrus à faible coût, et avec une grande souplesse. Ces avantages concrets sous-tendent nos propositions d'aménager et d'exploiter des infrastructures gazières dans les régions nordiques.

Notre entreprise d'électricité poursuit sa croissance à une allure impressionnante et son rendement a été des plus satisfaisants en 2001. Nos actifs du secteur de l'électricité constituent une petite tranche de notre bilan, mais notre entreprise d'électricité offre un grand potentiel de croissance et de création de valeur, plus particulièrement à court terme. Nous avons injecté plus de 550 millions de dollars dans la croissance de notre entreprise d'électricité en 2001, sans devoir mobiliser de capitaux à l'extérieur.

Nous possédons une fiche éloquent dans le secteur de l'aménagement électrique axé fortement sur la cogénération, et nous continuerons de rechercher des occasions à ce titre à l'échelle du Canada et dans des régions ciblées des États-Unis. Grâce à l'expérience de la déréglementation acquise en Alberta et en Nouvelle-Angleterre, nous pouvons évaluer judicieusement de nouveaux territoires. En présence de données fondamentales favorables, nous sommes prêts à saisir les occasions d'aménagement, tant au Canada qu'aux États-Unis.

**TransCanada
se définit
aujourd'hui par
son énergie, son
assurance et sa
détermination**

CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DIRECTION

Nous avons vivement ressenti le décès en 2001 de J.M. (Jack) MacLeod, membre actif et estimé du conseil d'administration. M. Macleod était devenu administrateur de NOVA Corporation en 1993. C'est avec beaucoup de mérite qu'il a présidé le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement et fait partie du comité de régie de TransCanada.

Cette année, l'honorable Donald S. Macdonald quittera le conseil d'administration après dix années de service. M. Dominic D'Alessandro, élu au conseil en 1999, ne demandera pas la reconduction de son mandat d'administrateur. Nous les remercions tous les deux de leur précieuse collaboration et de leur dévouement à TransCanada.

Deux nouveaux membres du conseil d'administration ont été nommés. Il s'agit de M. David P. O'Brien, président et chef de la direction de PanCanadian Energy Corporation, et de l'honorable Paule Gauthier, C.P., O.C., O.Q., c.r., associée principale, Desjardins Ducharme Stein Monast. Nous leur souhaitons la bienvenue et serons heureux de bénéficier de leurs talents uniques.

Nous profitons de l'occasion pour souligner la contribution de M. Douglas D. Baldwin en qualité de président et chef de la direction entre juillet 1999 et avril 2001. M. Baldwin a pris la barre de TransCanada en période difficile, et il a mis en œuvre la restructuration et le programme de désinvestissement qui ont rétabli la santé financière et la compétitivité de TransCanada. M. Baldwin continue d'agir à titre de membre estimé du conseil.

TransCanada a connu un succès considérable en 2001, et nous tablerons sur ces réalisations en 2002 et par la suite. Nous investirons dans des projets que nous comprenons, dans des régions et marchés que nous connaissons bien et dans des circonstances où nous possédons un avantage concurrentiel évident. Nos investissements judicieux et notre exploitation exemplaire nous permettront d'assurer notre croissance, au profit de nos actionnaires.

Le président du conseil,



RICHARD F. HASKAYNE

Le président et chef de la direction,



HAROLD N. KVISLE

RUSS GIRLING

Vice-président directeur et chef des finances

HAL KVISLE

Président et chef de la direction

RON TURNER

Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie

DENNIS MCCONAGHY

Vice-président directeur, Mise en valeur du gaz



QUESTIONS ET RÉPONSES

Q *Le niveau de concurrence dans le secteur des gazoducs au Canada est-il approprié? Est-ce une entreprise rentable pour TransCanada?*

R Au cours des dernières années, les organismes de réglementation, les producteurs et les exploitants de gazoducs ont fait de grands progrès en introduisant des éléments de structure concurrentielle dans le secteur des gazoducs au Canada. Toutefois, il reste encore un certain chemin à parcourir avant d'atteindre un modèle de fonctionnement qui favorise la concurrence sans entraîner un risque injustifié d'aménagement excessif.

Les taux de rendement des gazoducs réglementés au Canada sont plus bas qu'aux États-Unis, ce qui, bien sûr, limite notre enthousiasme pour d'autres investissements dans ce secteur au Canada. Cette situation est décourageante. Nous voulons vraiment servir nos clients canadiens, ce qui nous semble difficile lorsque le rendement n'est pas concurrentiel. Compte tenu de la « continentalisation » croissante du marché énergétique, il est dans l'intérêt du Canada de posséder de solides sociétés pipelinères canadiennes qui peuvent rapidement ajouter de la capacité, au besoin. Notre entreprise pipelinère doit offrir un rendement équitable pour que TransCanada y investisse des capitaux. C'est la raison pour laquelle nous avons présenté une demande concernant le rendement équitable à l'Office national de l'énergie.

Q *Que fait TransCanada pour mieux servir ses clients?*

R Nous avons la vision d'un secteur pipelinier réceptif qui offre un choix de services et de prix, ainsi que la fiabilité et la rentabilité auxquelles nos clients s'attendent. TransCanada joue un rôle de leader dans la formulation d'une nouvelle vision pour l'industrie des gazoducs au Canada – une vision qui tient compte d'un nouveau cadre de réglementation et offre véritablement un choix aux clients. Selon notre vision, notre réseau de l'Alberta devient le carrefour de l'Ouest et dessert les producteurs et les consommateurs de cette région, tandis que notre réseau central au Canada devient le carrefour de l'Est et dessert les consommateurs de l'Ontario, du Québec et de l'est des États-Unis. Afin de concrétiser cette vision, il sera notamment nécessaire de clarifier l'autorité réglementaire à laquelle notre canalisation principale est assujettie en Alberta, de faciliter la création d'un carrefour de négociation dans le centre du pays, d'établir un nouveau régime tarifaire et d'accroître les points de raccordement des exportations vers les États-Unis. Nous avons commencé, en janvier 2002, à discuter d'un document de travail décrivant notre vision; tout au long de l'année, nous collaborerons avec les intervenants en vue d'atteindre ces objectifs.

Q *Que fait TransCanada pour préparer sa participation à la mise en valeur des réserves gazières des régions nordiques?*

R TransCanada est bien placée pour jouer un rôle clé dans le transport du gaz naturel du delta du Mackenzie et de l'Alaska vers les marchés. Nous prenons des mesures pour nous assurer que le gaz naturel de l'Arctique est relié à notre réseau, qui procure le meilleur accès aux marchés nord-américains. Notre expérience et notre expertise dans l'aménagement et l'exploitation de réseaux de gazoducs en climat froid sont inégalées en Amérique du Nord, et notre fiche est éloquent pour ce qui est de réaliser de grands projets pipeliniers dans le respect des calendriers et des budgets. TransCanada est convaincue qu'il est logique de se servir de sa capacité de réserve dans ses réseaux existants, et de l'augmenter au besoin, afin d'assurer aux clients une souplesse considérable et de réduire l'investissement initial.

Q *Quand verra-t-on un gazoduc dans les régions nordiques?*

R Les gazoducs de la route de l'Alaska et de la vallée du Mackenzie seront construits lorsque les producteurs seront prêts

AL BELLSTEDT

Vice-président directeur, Affaires juridiques et chef du contentieux

ALEX POURBAIX

Vice-président directeur, Mise en valeur de l'électricité

SARAH RAISS

Vice-présidente directrice, Services généraux



QUESTIONS ET RÉPONSES

à mettre en valeur les réserves de gaz et commencer la production, et lorsque les organismes de réglementation auront donné leur approbation. Une fois ces éléments en place, il faudra environ deux ans pour construire chaque gazoduc. Nous pouvons donc nous attendre à ce que l'un ou l'autre de ces gazoducs devienne réalité d'ici cinq à dix ans.

Nous sommes convaincus qu'il faudra faire appel aux réserves gazières de Prudhoe Bay et du delta du Mackenzie pour compenser la baisse de production des bassins actuels et répondre à la demande accrue. Initialement, les volumes cumulés de Prudhoe Bay et du delta du Mackenzie représenteront moins de cinq pour cent de la demande de gaz en Amérique du Nord. Nous prévoyons que le marché nord-américain absorbera ces volumes très rapidement.

Q Vos réseaux de gazoducs avaient récemment une capacité de réserve. Que faites-vous pour remplir les gazoducs?

R Tout d'abord, il est important de comprendre qu'une capacité de réserve n'est pas nécessairement une mauvaise chose. Tout au long des années 1990, les producteurs de l'Ouest canadien ont souffert d'un manque de capacité, car le rythme de la production dépassait celui de l'approbation et de l'aménagement de capacité supplémentaire. Le gaz qui aurait pu être exporté vers des marchés solides aux États-Unis était retenu au Canada, ce qui a entraîné des disparités de prix marquées et une faiblesse des prix à la tête de puits. Cette situation indésirable aurait pu être évitée s'il avait existé un mécanisme quelconque permettant d'assurer une capacité de réserve raisonnable. Nous nous sommes engagés auprès des producteurs à faire tout notre possible et à travailler avec eux pour veiller à ce qu'il n'y ait jamais plus de manque de capacité.

Notre capacité de réserve actuelle nous permet de réagir rapidement et efficacement aux occasions d'obtenir de nouveaux approvisionnements. En conservant une certaine capacité de réserve en Alberta et dans notre réseau principal au Canada, nous sommes en mesure d'accepter du gaz excédentaire à court préavis, en vertu de contrats à court terme – ce que nous ne pourrions faire si nos gazoducs étaient exploités à pleine capacité. Notre souplesse et notre rapidité d'action nous ont permis d'acquérir la plus grande part des volumes de gaz de Ladyfern, l'une des découvertes de gaz les plus importantes dans l'Ouest canadien depuis de nombreuses années. La majeure partie du gaz de Ladyfern est transportée hors de la Colombie-Britannique par le biais de notre réseau albertain; de là, le gaz peut être acheminé pratiquement n'importe où en Amérique du Nord.

TransCanada collabore avec l'industrie en vue d'optimiser les prix et les services offerts afin de rehausser la valeur de notre capacité de transport pour les clients.

Q À la lumière des difficultés que de nombreuses sociétés énergétiques ont connues au cours de la seconde moitié de 2001, qu'entrevoyez-vous pour TransCanada?

R D'une part, nous croyons que le moment est venu pour TransCanada de procéder à l'expansion de ses entreprises essentielles, soit le transport du gaz naturel et l'électricité. Les données fondamentales à plus long terme demeurent très favorables : la demande de gaz naturel et d'électricité est en effet plus forte suite à l'augmentation de la population et à la croissance économique.

D'autre part, compte tenu de l'incertitude qui s'est manifestée dans le secteur énergétique vers la fin de 2001, nous assistons à un regain d'attention envers la qualité du crédit, la solidité du capital investi et la stabilité de l'exploitation. Il s'agit d'une évolution positive pour TransCanada puisque, au cours des dernières années, nous avons axé nos efforts sur l'expansion de nos entreprises essentielles, l'aliénation d'actifs non essentiels, la réduction de notre dette et le raffermissement de notre bilan. Nous continuons d'obtenir des cotes d'évaluation de niveau « A », et nos emprunts

QUESTIONS ET RÉPONSES

non garantis de premier rang continuent d'être perçus comme des éléments stables. Notre cote de crédit ainsi que notre solidité et notre souplesse financières nous permettent de saisir les occasions intéressantes d'acquisition d'actifs stratégiques. Notre stratégie de croissance sera opportuniste mais délibérée.

Q *Pourquoi TransCanada – qui est connue comme une entreprise de gazoducs – s'engage-t-elle de façon si dynamique le secteur de l'électricité?*

R Il existe une synergie naturelle entre nos gazoducs et le secteur de l'électricité. En effet, ces deux types d'entreprises sont hautement capitalistiques et exigent une expertise technique semblable. Elles sont toutes deux gouvernées par les mêmes principes fondamentaux – 40 à 50 pour cent de l'augmentation de la demande de gaz naturel prévue provient de projets de production d'électricité. Dans le contexte actuel, étant donné que le rendement du secteur de l'électricité est supérieur à celui de nos gazoducs canadiens réglementés, nous prévoyons que les aménagements et les acquisitions dans ce secteur contribueront pour beaucoup au bénéfice.

Q *TransCanada a connu des changements importants au cours des trois dernières années. En quoi ces changements ont-ils touché votre main-d'œuvre?*

R La transformation de NOVA Gas Transmission et TransCanada – deux sociétés internationales diversifiées possédant chacune une culture bien ancrée – en une société énergétique nord-américaine a présenté de nombreux défis. Nous avons dû prendre de nombreuses décisions difficiles qui ont eu une incidence sur nos employés, mais le dévouement de notre personnel compétent nous a permis d'être à la hauteur de ces défis. Les plus grands changements organisationnels sont maintenant chose du passé, et nous sommes déterminés à favoriser un milieu de travail qui suscite l'excellence et qui fera de nous l'un des meilleurs employeurs au Canada.

Nous nous efforçons continuellement de forger une nouvelle culture à TransCanada en alignant davantage nos pratiques en matière de ressources humaines avec notre stratégie, nos valeurs et notre ferme détermination à être concurrentiels et à créer de la valeur pour nos clients et nos actionnaires.

Q *En tant que principal acteur sur la scène de l'industrie énergétique, quelle est la position de TransCanada par rapport au changement climatique?*

R Le changement climatique est une question complexe que TransCanada prend très au sérieux. Nous avons réalisé des progrès considérables sur le plan de la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de nos efforts visant à améliorer le rendement de combustion du matériel de compression de nos gazoducs et de nos centrales électriques.

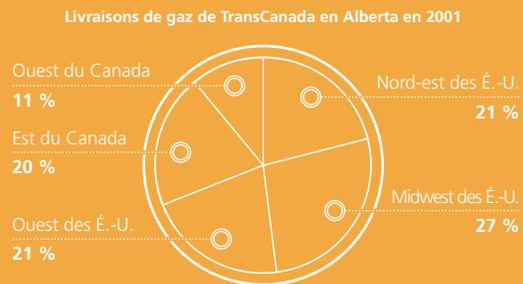
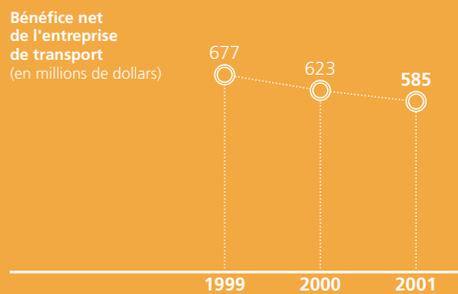
TransCanada appuie les efforts volontaires pour réduire les émissions de gaz à effet de serre et a fait des progrès exceptionnels depuis cinq ans. Nous axons nos efforts sur les améliorations techniques et fonctionnelles. Nous sommes en effet convaincus que les initiatives qui portent sur l'exploitation et réduisent ces émissions à la source sont plus importantes que d'autres mécanismes tels que les échanges de droits d'émission et les crédits compensatoires internationaux. Nous encourageons le gouvernement du Canada à travailler de près avec nos partenaires de l'Accord de libre-échange nord-américain afin de mettre au point des solutions nord-américaines axées sur la réduction des émissions à la source.

La qualité de l'air est une question tout aussi importante, particulièrement dans les milieux urbains. TransCanada s'efforce de minimiser les émissions d'oxydes de soufre (SO_x) et d'oxydes d'azote (NO_x) et d'autres polluants en surveillant ses activités de plus près et en installant du matériel qui permet un brûlage entraînant moins de résidus là où cela en vaut la peine.

Le rendement de combustion constitue la troisième grande question et un élément clé de nos initiatives concernant les gaz à effet de serre et la qualité de l'air. Des compresseurs de pipeline et des générateurs plus efficaces consomment moins de combustible fossile, ce qui permet de conserver des ressources énergétiques précieuses et de réduire les émissions de gaz à effet de serre et d'autres types d'émissions. TransCanada est déterminée à jouer un rôle de leader en matière de rendement de combustion et se réjouit de l'idée de réaliser d'autres progrès dans un avenir rapproché, ainsi qu'à long terme.

L'exploitation d'un réseau de plus de 38 000 kilomètres (24 000 milles) de canalisations transportant plusieurs billions de pieds cubes de gaz naturel chaque année nous place au premier rang des sociétés de gazoducs au Canada et parmi les plus importantes en Amérique du Nord. Nous transportons du gaz naturel depuis 1958. Notre réseau de gazoducs relie les riches ressources gazières du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) – l'une des sources de gaz naturel les plus importantes et concurrentielles, en termes de coûts, en Amérique du Nord – aux marchés à l'échelle du Canada et des États-Unis. Nous possédons, en totalité ou en partie, et exploitons des gazoducs au Canada et aux États-Unis. En outre, TransCanada est commandité de TC PipeLines, LP, société en commandite détenant des participations dans plusieurs gazoducs aux États-Unis. Nous sommes bien placés pour jouer un rôle de premier plan dans le transport du gaz naturel des régions nordiques vers les marchés nord-américains en plein essor.

TRANSPORT *de* GAZ NATUREL



PRINCIPAUX ATOUTS

- *Accès incomparable aux marchés* : Nous sommes un chef de file de la mise en liaison des approvisionnements gaziers de l'Ouest canadien avec les marchés primordiaux en Californie, dans l'est du Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis. Grâce à notre vaste infrastructure, nous occupons une position stratégique sur le marché continental. Nous pouvons offrir aux producteurs la qualité de desserte, la pénétration et la souplesse nécessaires pour leur permettre de tirer parti de l'intensification de la demande.
- *Expérience et savoir-faire* : Forte de l'expérience acquise au cours des 50 dernières années, TransCanada demeure à l'avant-garde de la technologie pipelinière. Nous avons l'expérience de la construction et de l'exploitation de gazoducs dans des climats et des conditions extrêmes. Nous sommes le plus important exploitant, à l'échelle mondiale, de stations de compression à turbines à gaz haute capacité, et l'exploitant de l'un des réseaux de gazoducs gérés par ordinateur les plus perfectionnés et les plus vastes du monde.
- *Importance accordée à la clientèle* : Les besoins de nos clients sont une priorité de tous les instants, qu'il s'agisse de gérer efficacement la capacité pipelinière, d'acheminer les nouveaux approvisionnements et de réagir aux besoins du marché rapidement ou de réduire systématiquement les coûts grâce à l'innovation et aux meilleures pratiques. Les sondages sur la satisfaction des clients confirment que nous sommes un chef de file de l'industrie dans les secteurs d'importance critique pour nos clients, y compris l'accès privilégié aux marchés et la convivialité des systèmes transactionnels. Nous voulons qu'il soit facile pour nos clients de traiter avec TransCanada, en leur assurant un service efficace et transparent.

Les besoins de nos clients sont une priorité de tous les instants.

STRATÉGIE ET OCCASIONS DE CROISSANCE

- *Attirer des approvisionnements supplémentaires de l'Ouest canadien* : TransCanada est bien placée pour tirer profit des sources de gaz naturel nouvelles et supplémentaires dans toutes les régions de l'Alberta, le nord-est de la Colombie-Britannique et le reste du BSOC. Le maintien d'un accès sans restriction, la mise en liaison rapide des nouvelles sources, l'accroissement de notre capacité de livraison et nos investissements stratégiques pour le prolongement de nos réseaux dans l'Ouest canadien nous permettront de rehausser la capacité de débit et de réduire les coûts unitaires pour tous les clients.
- *Miser sur la demande accrue de gaz naturel* : Les prévisions laissent entrevoir que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord augmentera de 20 milliards de pieds cubes par jour (ou 29 pour cent) d'ici 2010. La production d'électricité comptera pour près de la moitié de l'accroissement de la demande de gaz naturel. TransCanada joue déjà un rôle essentiel en reliant les approvisionnements de l'Ouest aux grands marchés nord-américains où la demande est croissante. Nous avons une très bonne connaissance des marchés. L'expansion de nos réseaux actuels, le prolongement de nos gazoducs et la croissance stratégique des gazoducs dont nous sommes en partie propriétaires aux États-Unis devraient nous permettre de tirer parti de la demande accrue et de rehausser notre bénéfice.
- *Acheminer le gaz naturel des régions nordiques vers les marchés* : Pour TransCanada, l'aménagement de deux gazoducs pour relier les gisements de gaz naturel des Territoires du Nord-Ouest et de l'Alaska à notre réseau de gazoducs en Alberta est une priorité stratégique. Grâce à notre infrastructure actuelle, nous sommes dans la position unique de recevoir le gaz de l'Arctique et de le réacheminer vers les marchés clés de la partie septentrionale de l'Amérique du Nord à un coût beaucoup moins élevé et avec davantage de souplesse qu'un seul gazoduc conçu à cette fin. TransCanada détient une participation de 50 pour cent dans Foothills Pipe Lines Ltd., qui a déjà aménagé l'infrastructure du tronçon Sud dans le cadre du projet de gazoduc de la route de l'Alaska. TransCanada et Foothills, en collaboration avec huit autres sociétés pipelinières, élaborent à l'intention des producteurs de l'Alaska une proposition qui contribuera à acheminer le gaz naturel du versant Nord de l'Alaska vers les marchés au Canada et dans les 48 États américains continentaux.

TransCanada est également prête à jouer un rôle de premier plan dans le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. Nous avons formulé un plan permettant d'acheminer le gaz du delta du Mackenzie par le biais de notre réseau en Alberta, et nous sommes prêts à prolonger ce réseau vers le Nord si tel est le souhait des producteurs du delta. Nos compétences et antécédents prouvés en ce qui concerne la construction de gazoducs de grand diamètre, l'exploitation de stations de compression haute capacité, l'exploitation en climats froids et l'exploitation télécommandée n'ont pas leur pareil en Amérique du Nord. Nous recherchons l'occasion de mettre notre savoir-faire au profit de l'aménagement et de l'exploitation de gazoducs dans les régions nordiques.

RÉALISATIONS EN 2001

EFFICACITÉ OPÉRATIONNELLE ACCRUE

En 2001, TransCanada a négocié avec succès un programme incitatif pour le gaz combustible dans le cadre du règlement tarifaire général approuvé par l'Office national de l'énergie (ONÉ) en novembre. Le programme a pour objet d'inciter fortement TransCanada à réduire au minimum le coût total du gaz livré (droits de transport plus combustible), tout en maintenant un équilibre acceptable entre les économies réalisées et le service fourni.

L'accord, qui tient compte des intérêts de TransCanada et des intérêts de ses clients, est à l'avantage de tous – TransCanada peut rehausser son bénéfice, tandis que les clients profitent des coûts réduits. L'efficacité opérationnelle accrue est également bénéfique sur le plan environnemental, puisque les émissions atmosphériques provenant de la combustion sont réduites au minimum, ce qui cadre avec les efforts de TransCanada en vue de réduire son empreinte sur l'environnement.

RÉDUCTION DU COÛT EN CAPITAL

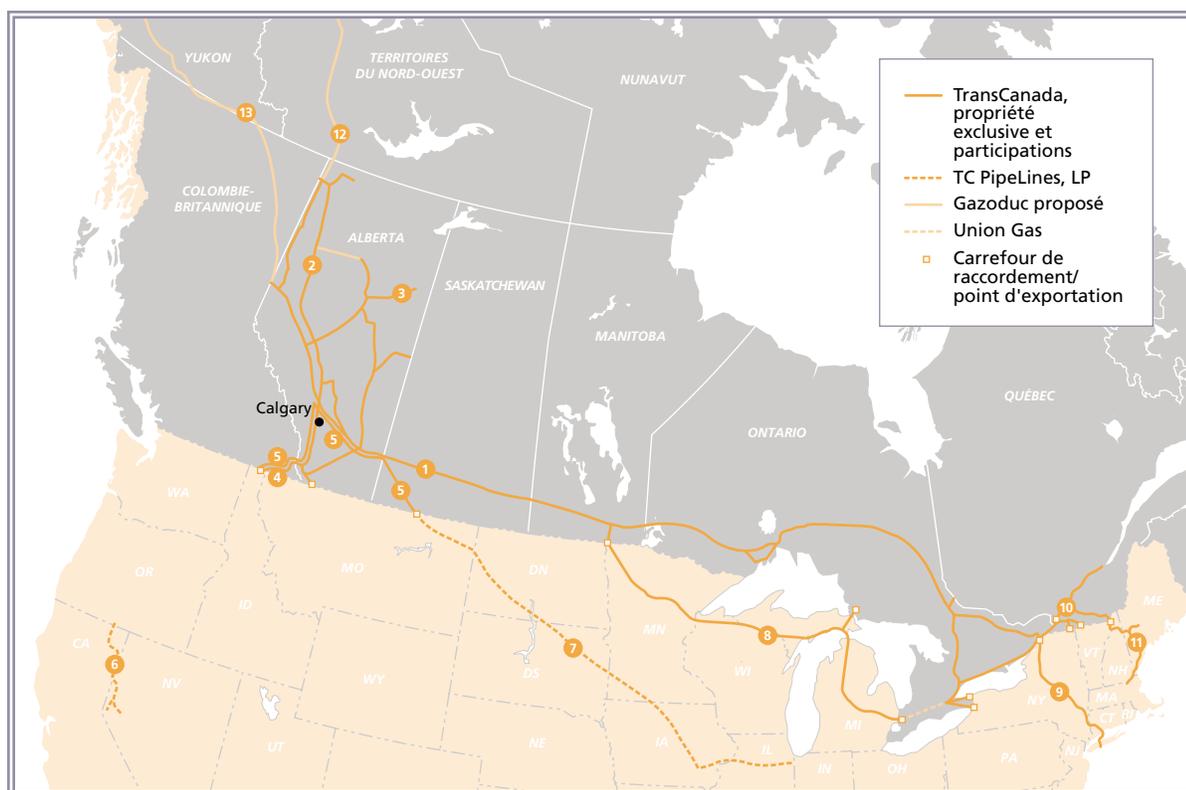
Les résultats d'une étude comparative effectuée en 2001 confirment que TransCanada demeure le fournisseur de gazoducs sécuritaires et fiables dont le coût est le plus faible. Comparativement à plus de 1 000 projets du quartile supérieur (coût le plus faible) des bases de données de l'ONÉ et de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis, le total des coûts en capital des infrastructures aménagées de TransCanada était inférieur à celui de tous les autres concurrents.

TransCanada a non seulement aménagé ces installations au moindre coût possible, mais la Société réalise systématiquement ses projets dans le respect du budget et du calendrier prévus. Durant les années 1990, le programme d'immobilisations de TransCanada a totalisé près de 14 milliards de dollars et a été réalisé dans une marge de 0,6 pour cent des prévisions budgétaires. Plus de 95 pour cent des projets ont été achevés dans les deux mois de la date de mise en service initialement prévue. Notre succès s'explique par notre vaste expérience de la gestion de projets, notre capacité d'établir des relations efficaces avec les principaux intervenants et notre application de technologies pipelinères de pointe comportant notamment le recours à des aciers à haute résistance et au soudage mécanisé.

NOUVEAUX SERVICES D'AFFAIRES ÉLECTRONIQUES

In 2001, TransCanada a mis en place de nouveaux services électroniques, y compris la facturation, la passation des marchés et l'accès sans fil aux rapports, qui permettent à nos clients de rationaliser leurs procédés administratifs et à la Société de réduire ses coûts. Le service sans fil TransCanada Freedom de la Société a été très bien reçu. Ce service permet aux clients d'accéder à des données importantes sur leur compte à l'aide d'un assistant numérique personnel. Bien que ces renseignements soient disponibles électroniquement, grâce à TransCanada Freedom, les clients peuvent consulter ces données en tout temps et de presque n'importe où. Lancé au printemps de 2001, TransCanada Freedom est le premier service sans fil utilisé par l'industrie pipelinère en Amérique du Nord.

Parallèlement à l'élaboration d'une proposition de cadre industriel et réglementaire concurrentiel nous permettant de répondre plus efficacement aux besoins à long terme des clients, nous poursuivons nos projets d'amélioration continue des fonctions du service et des ventes. TransCanada est un chef de file de l'industrie lorsqu'il s'agit d'utiliser le commerce électronique pour améliorer le service à la clientèle tout en réduisant les coûts.



Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Québec

1 Réseau principal au Canada

(100 % TransCanada)
LONGUEUR : 14 900 km
DÉBIT EN 2001 : 6,7 Gpi³/j

Alberta

2 Réseau de l'Alberta

(100 % TransCanada)
LONGUEUR : 22 500 km
DÉBIT EN 2001 : 11,1 Gpi³/j

3 TransCanada PipeLine Ventures Limited Partnership

(100 % TransCanada)
LONGUEUR : 137 km
DÉBIT EN 2001 : 0,2 Gpi³/j

Colombie-Britannique

4 Réseau de la Colombie Britannique

(100 % TransCanada)
LONGUEUR : 180 km
DÉBIT EN 2001 : 1,1 Gpi³/j

Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan

5 Foothills Pipe Lines Ltd.

(participation de 50 % Foothills PipeLines Ltd.; TransCanada : 69,5 %, tronçon de la Saskatchewan; 74,5 %, tronçon de l'Alberta; 74,5 %, tronçon de la C.-B.)
LONGUEUR : 1 040 km
DÉBIT EN 2001 : 3,1 Gpi³/j

Oregon, Californie, Nevada

6 Tuscarora Gas Transmission Company

(1 % TransCanada directement; 16,4 % indirectement par TC Pipelines, LP)
LONGUEUR : 369 km
DÉBIT EN 2001 : 0,1 Gpi³/j

Montana, Dakota du Nord, Dakota du Sud, Minnesota, Iowa, Illinois, Indiana

7 Northern Border Pipeline Company

(10 % TransCanada, indirectement par TC Pipelines, LP)
LONGUEUR : 2 010 km
DÉBIT EN 2001 : 2,3 Gpi³/j

Minnesota, Wisconsin, Michigan

8 Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership

(50 % TransCanada)
LONGUEUR : 3 387 km
DÉBIT EN 2001 : 2,2 Gpi³/j

New York, Connecticut

9 Réseau de transport de gaz Iroquois

(40,96 % TransCanada)
LONGUEUR : 604 km
DÉBIT EN 2001 : 0,9 Gpi³/j

Québec

10 Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.

(50 % TransCanada)
LONGUEUR : 572 km
DÉBIT EN 2001 : 0,4 Gpi³/j

Maine, New Hampshire

11 Réseau de transport de gaz naturel Portland

(33,29 % TransCanada)
LONGUEUR : 471 km
DÉBIT EN 2001 : 0,1 Gpi³/j

Alberta, Territoires du Nord-Ouest

12 Prolongement de la vallée du Mackenzie

(proposé par les producteurs)

Alaska, Yukon, Colombie-Britannique, Alberta

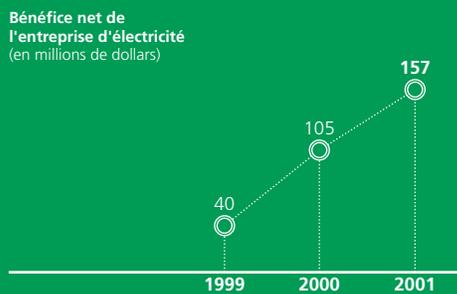
13 Gazoduc de la route de l'Alaska

(proposé par Foothills Pipe Lines Ltd., entreprise détenue à 50 % par TransCanada)

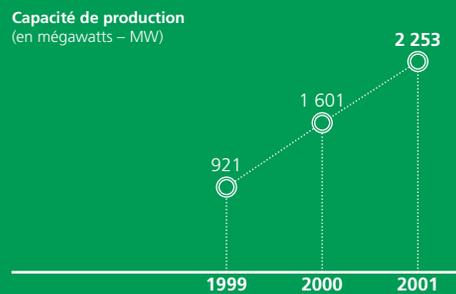
TransCanada produit l'énergie qui alimente des centaines de milliers d'entreprises, d'institutions et de foyers à l'échelle du Canada et des États-Unis. La Société se taille rapidement une place de plus en plus importante sur le marché de l'électricité en Amérique du Nord. Nous construisons, gérons et exploitons certaines des centrales électriques les plus efficaces du continent. Nous utilisons une vaste gamme de sources d'alimentation : gaz naturel, énergie résiduelle, déchets de bois ou énergie hydraulique. Nous sommes propriétaires d'une des plus grandes centrales électriques alimentées au gaz naturel dans le nord-est des États-Unis. Nous sommes le plus important porteur de parts de S.E.C. TransCanada Électricité, société en commandite ouverte qui possède des centrales électriques de part et d'autre de la frontière. En outre, nous nous livrons au commerce de l'électricité dans tout le Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis, et nous assurons la gestion des approvisionnements et des besoins en électricité d'une vaste de gamme de clients industriels.

PRODUCTION *d'*ÉLECTRICITÉ

Bénéfice net de l'entreprise d'électricité
(en millions de dollars)



Capacité de production
(en mégawatts – MW)



PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

PRINCIPAUX ATOUTS

- *Compréhension profonde des marchés continentaux* : Nous possédons une connaissance approfondie des marchés énergétiques nord-américains, mise en évidence par notre compréhension profonde de nos principaux marchés dans le nord-est des États-Unis, en Ontario et dans la région du nord-ouest des États-Unis, et par les excellentes relations que nous entretenons avec nos clients industriels. Participant actif à la déréglementation du secteur de l'électricité en Alberta, TransCanada est désormais l'un des plus importants fournisseurs et commerçants d'électricité auprès des clients industriels dans la province. Notre précieuse expérience de la déréglementation, en Alberta et en Nouvelle-Angleterre, nous sera utile au moment de saisir les occasions qu'offriront les nouveaux marchés.
- *Capacité de structurer des accords et de gérer les risques* : Dans le contexte actuel du marché de l'électricité, il est essentiel de structurer les contrats et de gérer les risques de manière à atténuer la volatilité et l'incertitude pour nos clients industriels et nos actionnaires. Notre savoir-faire en la matière a été l'un des principaux ingrédients de notre succès jusqu'à maintenant. Nos activités de commercialisation et de négociation nous permettent par ailleurs de gérer la volatilité du marché tout en générant des flux de trésorerie stables et prévisibles.
- *Engagement à l'excellence* : L'entreprise d'électricité de TransCanada est caractérisée par l'engagement que nous avons d'afficher l'un des rendements les plus élevés de l'industrie, comme en font foi nos turbines hautement efficaces qui ont fonctionné à un taux de disponibilité moyen de plus de 96 pour cent. Notre équipe de direction chevronnée possède des antécédents prouvés pour maximiser la valeur des actifs actuels et cerner les nouvelles occasions qui nous permettront de tirer parti de nos compétences et de notre position concurrentielle.

Pour TransCanada, le secteur de l'électricité présente un grand potentiel de croissance au cours des cinq prochaines années.

STRATÉGIE ET OCCASIONS DE CROISSANCE

- *Assurer notre croissance dans les marchés que nous connaissons* : La partie septentrionale de l'Amérique du Nord est l'une des régions où la croissance est la plus rapide, et les prévisions laissent entrevoir que l'électricité totale produite augmentera d'environ 10 pour cent d'ici 2005. Forte de son savoir-faire en cogénération et de son expérience de sources de combustibles variées, TransCanada continuera de construire et d'acquérir des installations concurrentielles, d'établir des relations avantageuses et d'investir dans ce secteur. Ce faisant, la Société assurera la croissance de son portefeuille équilibré de centrales électriques, alimentées au gaz naturel et par d'autres sources, dans les régions où elle jouit déjà d'une position concurrentielle.
- *Optimiser le rendement et la gestion des risques* : Nous avons pour objectif d'assurer la croissance de notre entreprise d'électricité de manière à favoriser l'accroissement systématique du bénéfice. Pour ce faire, nous ferons appel à des modèles de fonctionnement qui cadrent avec notre solide bilan. Cela signifie aussi que les projets que nous entreprendrons devront correspondre au profil de risque souhaité – favoriser des approvisionnements à faible coût, une volatilité réduite, des rendements stables et des contrats à long terme. Notre solidité financière nous permet de réagir rapidement aux bonnes occasions qui se présentent.
- *Maximiser le rendement grâce à une vaste gamme de produits dans le secteur de l'électricité* : La croissance de notre entreprise d'électricité sera alimentée par l'amalgame de nos actifs et de nos compétences en matière de négociation et de commercialisation. En proposant à nos clients des produits et services à valeur ajoutée dans le secteur de l'électricité, nous maximisons leur rendement tout en réduisant le risque. La gestion dynamique de notre portefeuille de centrales électriques nous permettra d'acquérir des connaissances précieuses sur le marché et, par le fait même, d'optimiser la valeur de nos actifs, d'assurer notre croissance systématique et de rehausser la valeur pour les actionnaires.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

RÉALISATIONS EN 2001

REHAUSSER LA VALEUR PAR DES ACQUISITIONS OPPORTUNES ET STRATÉGIQUES

En décembre 2001, TransCanada, conjointement avec AltaGas Services Inc., a acheté à Enron Canada Power Corp. les droits et obligations restants de la convention d'achat d'électricité (CAE) de Sundance B de 706 mégawatts (MW). Il s'agit d'une source d'électricité importante et extrêmement concurrentielle en Alberta. Antérieurement, TransCanada avait fait l'acquisition de 100 pour cent de la capacité de production de la centrale électrique Sundance A de 560 MW, aux termes d'ententes semblables.

Puisque nous évaluons régulièrement les possibilités d'acquisition au Canada et aux États-Unis, nous savons ce que nous recherchons et ce qui convient à TransCanada. L'achat de la CAE de Sundance B démontre que nous avons su réagir vivement et décisivement pour saisir l'occasion d'obtenir une nouvelle capacité au creux de la courbe des coûts d'approvisionnement. Nous avons été en mesure de mettre immédiatement en place l'infrastructure nous permettant de gérer notre investissement et de commercialiser la capacité de production de la centrale.

ACCROÎTRE LA DIVERSIFICATION GÉOGRAPHIQUE ET FONCTIONNELLE

Le portefeuille diversifié d'actifs du secteur de l'électricité gérés et détenus par TransCanada englobe la centrale électrique de Williams Lake, la plus importante centrale alimentée au biocombustible en Amérique du Nord, et des centrales à cycle mixte amélioré en Ontario. Ces centrales utilisent efficacement la chaleur résiduelle des stations de compression du réseau principal de la Société au Canada pour produire de l'électricité. Durant la première moitié de 2001, TransCanada a augmenté sa capacité de production d'énergie hydroélectrique en se portant acquéreur de Curtis Palmer Hydroelectric Company et de ses deux centrales dans l'État de New York.

L'acquisition de Curtis Palmer nous donne accès une capacité supplémentaire de production d'électricité propre à un faible coût marginal dans le nord-est des États-Unis, qui s'ajoute à celle de nos installations actuelles dans les États de New York et de Rhode Island. La production totale de ces centrales, soit environ 60 MW, est vendue aux termes d'une convention à prix fixe à long terme, dont la durée résiduelle est supérieure à 25 ans. Curtis Palmer représente une source de revenus stable dans l'un des marchés du continent où la croissance est la plus rapide, et cadre avec notre objectif de croissance de l'entreprise d'électricité par le truchement d'investissements stratégiques, disciplinés et rentables.

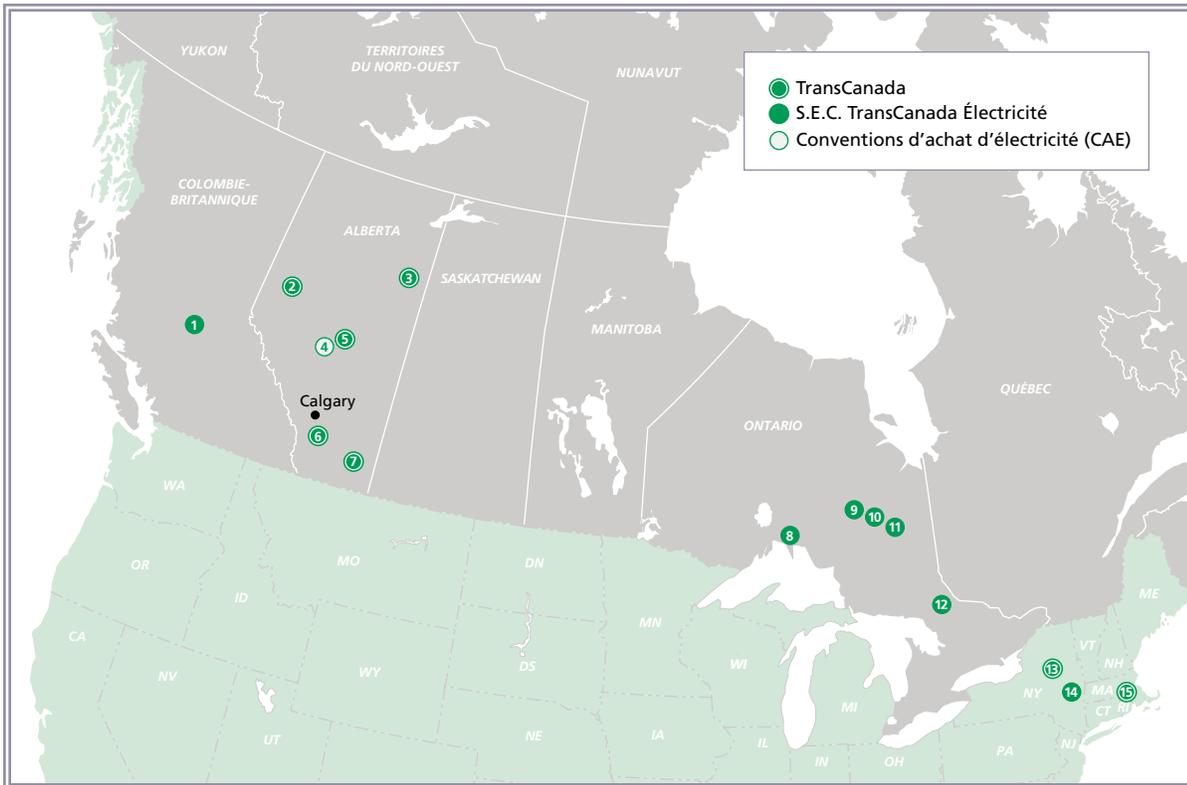
REHAUSSER NOTRE POTENTIEL EN COGÉNÉRATION

La cogénération est une méthode à haut rendement énergétique et à faible coût qui consiste à produire de l'énergie supplémentaire au moyen de la chaleur résiduelle résultant de la production d'électricité à l'aide du gaz naturel. En 2001, TransCanada a achevé la construction de deux centrales de cogénération à proximité de Redwater et de Carseland, en Alberta, dans le respect du calendrier et du budget prévus. Ces installations s'ajoutent au portefeuille croissant d'installations de cogénération. L'expérience et la réputation de TransCanada pour l'adaptation des installations de cogénération en fonction des besoins particuliers de ses clients et partenaires commerciaux ont contribué à l'obtention de deux nouveaux contrats de cogénération d'envergure en Alberta en 2001.

L'installation de cogénération de 165 MW de MacKay River, à l'emplacement du chantier d'exploitation des sables pétrolifères in-situ de Petro-Canada à MacKay River, sera la première installation de cogénération à grande échelle dans les sables pétrolifères albertains. Elle servira de modèle aux installations de cogénération futures dans la région. L'installation permettra de réduire d'environ 50 pour cent les émissions totales de gaz à effet de serre, comparativement à la production équivalente de vapeur et d'électricité sans cogénération.

L'installation de cogénération de Bear Creek fournira de l'électricité et de la vapeur à l'usine de pâte de Weyerhaeuser à Grande Prairie, et elle utilisera du gaz naturel ainsi que de la vapeur tirée de la biomasse provenant de l'usine pour fournir de l'électricité aux huit installations de fabrication de Weyerhaeuser en Alberta. Ce projet permettra à Weyerhaeuser de réduire considérablement la quantité de déchets de bois destinés aux sites d'enfouissement.

PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ



Colombie-Britannique

1 Williams Lake

MW : 66
CONFIGURATION : alimentée par biomasse
ALIMENTATION : déchets de bois
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : avril 1993

Alberta

2 Bear Creek (en construction)

MW : 80
CONFIGURATION : cogénération à cycle combiné
ALIMENTATION : gaz naturel et déchets de bois
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : hiver 2002

3 MacKay River (en construction)

MW : 165
CONFIGURATION : cogénération
ALIMENTATION : gaz naturel et gaz produit
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : automne 2003

4 Sundance A

MW : 560
DATE D'ACQUISITION : août 2000
DATE D'EFFET : janvier 2001

4 Sundance B (50 % TransCanada)

MW : 706
DATE D'ACQUISITION : décembre 2001
DATE D'EFFET : décembre 2001

5 Redwater

MW : 40
CONFIGURATION : cogénération
ALIMENTATION : gaz naturel et gaz de régénération
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : décembre 2001

(Participation de 100 % sauf indication contraire.)

6 Carseland

MW : 80
CONFIGURATION : cogénération
ALIMENTATION : chaleur résiduelle et gaz naturel
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : décembre 2001

7 Cancarb

MW : 27
CONFIGURATION : récupération de la chaleur résiduelle
ALIMENTATION : chaleur résiduelle et gaz naturel
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : janvier 2001

Ontario

8 Nipigon

MW : 40
CONFIGURATION : cycle combiné amélioré
ALIMENTATION : chaleur résiduelle et gaz naturel
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : mai 1992

9 Calstock

MW : 35
CONFIGURATION : alimentée par biomasse améliorée
ALIMENTATION : déchets de bois et chaleur résiduelle
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : octobre 2000

10 Kapuskasing

MW : 40
CONFIGURATION : cycle combiné amélioré
ALIMENTATION : chaleur résiduelle et gaz naturel
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : mars 1997

11 Tunis

MW : 43
CONFIGURATION : cycle combiné amélioré
ALIMENTATION : chaleur résiduelle et gaz naturel
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : janvier 1995

12 North Bay

MW : 40
CONFIGURATION : cycle combiné amélioré
ALIMENTATION : chaleur résiduelle et gaz naturel
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : mars 1997

New York

13 Curtis Palmer

MW : 60
CONFIGURATION : hydroélectrique
ALIMENTATION : eau
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : Curtis – 1910 (rénovée en 1985), Palmer – 1985

14 Castleton

MW : 64
CONFIGURATION : cogénération à cycle combiné
ALIMENTATION : gaz naturel et mazout n° 2
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : mars 1992

Rhode Island

15 Ocean State

MW : 560
CONFIGURATION : cycle combiné
ALIMENTATION : gaz naturel et mazout n° 2
DATE D'ENTRÉE EN EXPLOITATION : unité I, 1990; unité II, 1991

ANALYSE PAR LA DIRECTION

L'analyse par la direction qui suit doit être lue à la lumière des états financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou la Société) et des notes afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2001.

REVUE DES RÉSULTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

POINTS SAILLANTS

Accroissement du bénéfice : Le bénéfice net afférent aux actions ordinaires au titre des activités poursuivies (bénéfice net) de TransCanada, avant les éléments exceptionnels, a augmenté de 78 millions de dollars, ou 13 pour cent, pour s'établir à 670 millions de dollars (1,41 \$ par action) en 2001, comparativement à 592 millions de dollars (1,25 \$ par action) en 2000. Il n'y a eu aucun élément exceptionnel en 2001. En 2000, les éléments exceptionnels comprenaient des gains de 30 millions de dollars réalisés à la vente d'actifs découlant des activités poursuivies et des ajustements positifs de 28 millions de dollars liés aux modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition.

Accroissement des flux de trésorerie : Par rapport à 2000, les fonds provenant des activités poursuivies ont progressé de 231 millions de dollars, ou 18 pour cent, pour totaliser 1,514 milliard de dollars en 2001.

Raffermissement du bilan : En 2001, le produit de 1,17 milliard de dollars réalisé à la vente d'actifs non essentiels et les fonds provenant de l'exploitation ont permis à TransCanada de raffermir son bilan. La Société a affecté un montant d'environ 1,1 milliard de dollars au remboursement de sa dette et au rachat de titres privilégiés.

Majoration du dividende : Le 29 janvier 2002, le conseil d'administration de TransCanada a majoré de 11 pour cent le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation, pour le faire passer de 0,225 \$ à 0,25 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2002.

Plan de désinvestissement essentiellement achevé : Au 31 décembre 2001, TransCanada avait vendu la presque totalité de ses entreprises non essentielles.

L'orientation stratégique de TransCanada consiste à saisir les occasions de croissance dans le secteur énergétique en Amérique du Nord. À cette fin, la Société a misé sur ses entreprises essentielles – le transport et l'électricité – et aliéné les actifs des entreprises non essentielles, ce qui lui a permis de rehausser sa rentabilité et de raffermir son bilan au 31 décembre 2001. Grâce au produit des désinvestissements et aux substantiels flux de trésorerie générés en 2001, TransCanada a remboursé des emprunts de 793 millions de dollars à leur échéance, racheté des titres privilégiés d'un montant de 318 millions de dollars et investi environ 1,0 milliard de dollars dans son exploitation. La hausse du bénéfice et des flux de trésorerie, jumelée à un bilan solide, confère à TransCanada la souplesse financière lui permettant d'assurer l'expansion de ses entreprises essentielles.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

APERÇU DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2001	2000	1999
Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires			
Bénéfice net avant les éléments exceptionnels	670	592	515
Éléments exceptionnels	–	58	(61)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	670	650	454
Bénéfice net (perte nette) découlant des activités abandonnées	(67)	61	(534)
	603	711	(80)
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par action			
Bénéfice net par action avant les éléments exceptionnels	1,41 \$	1,25 \$	1,07 \$
Éléments exceptionnels par action	–	0,12	(0,13)
Bénéfice net par action découlant des activités poursuivies	1,41	1,37	0,94
Bénéfice net (perte nette) par action découlant des activités abandonnées	(0,14)	0,13	(1,13)
	1,27 \$	1,50 \$	(0,19) \$

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, le bénéfice net afférent aux actions ordinaires s'est élevé à 603 millions de dollars (1,27 \$ par action), compte tenu d'une perte nette découlant des activités abandonnées de 67 millions de dollars (0,14 \$ par action). Ce chiffre se compare au bénéfice net de 711 millions de dollars (1,50 \$ par action) inscrit en 2000, qui comprenait un bénéfice net découlant des activités abandonnées de 61 millions de dollars (0,13 \$ par action), et à la perte nette de 80 millions de dollars (0,19 \$ par action) inscrite en 1999, qui comprenait une perte nette découlant des activités abandonnées de 534 millions de dollars (1,13 \$ par action).

Le bénéfice net de TransCanada, avant les éléments exceptionnels, a totalisé 670 millions de dollars (1,41 \$ par action) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, comparativement à 592 millions de dollars (1,25 \$ par action) en 2000 et à 515 millions de dollars (1,07 \$ par action) en 1999. Le bénéfice supérieur de l'entreprise d'électricité, ainsi que la réduction des charges financières et des charges liées aux titres privilégiés, par suite de la baisse des soldes débiteurs nets et des rachats d'actions privilégiées et de titres privilégiés, ont été les principaux facteurs d'augmentation par rapport aux résultats de 2000 et de 1999. Le recul du bénéfice de l'entreprise de transport en 2001 a en partie neutralisé le relèvement des résultats dans les autres secteurs. La Société a maintenu son engagement au titre de la compression des coûts, et les résultats de 2001 témoignent des avantages qui en ont découlé. Les mesures adoptées dans tous les secteurs d'activité de TransCanada ont permis à la Société de réaliser des économies d'exploitation annuelles avant impôts d'environ 55 millions de dollars en 2001, 60 millions de dollars en 2000 et 95 millions de dollars en 1999. Ces économies de coûts ont été réalisées principalement dans l'entreprise de transport de TransCanada, et elles ont été partagées avec les clients et les actionnaires.

En 2001, le bénéfice net découlant des activités poursuivies, après les éléments exceptionnels, a atteint 670 millions de dollars, comparativement à 650 millions de dollars et 454 millions de dollars en 2000 et 1999, respectivement. La Société n'a déclaré aucun élément exceptionnel en 2001. Les éléments exceptionnels compris dans le bénéfice net découlant des activités poursuivies de 2000, soit 58 millions de dollars, étaient constitués d'un gain de 30 millions de dollars après impôts (0,06 \$ par action) réalisé à la vente d'actifs et de recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars (0,06 \$ par action) découlant des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition par suite des budgets fédéraux de février et d'octobre 2000. Les éléments exceptionnels compris dans le bénéfice net découlant des activités poursuivies en 1999, soit 61 millions de dollars, étaient constitués d'un montant de 108 millions de dollars, après impôts (0,23 \$ par action), au titre des charges de restructuration et autres charges, qui a été partiellement contrebalancé par un gain de 47 millions de dollars, après impôts (0,10 \$ par action), réalisé à la vente d'une partie de la participation de TransCanada dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border).

Les résultats de TransCanada pour l'exercice 2001 tiennent compte du plan que le conseil d'administration a approuvé en juillet 2001 en vue de l'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz, qui est incluse dans

ANALYSE PAR LA DIRECTION

les activités abandonnées. Tous les chiffres comparatifs des périodes antérieures ont été retraités pour tenir compte du classement de l'entreprise de commercialisation du gaz dans les activités abandonnées. La perte nette découlant des activités abandonnées de 67 millions de dollars inscrite en 2001 comprend un ajustement positif de 20 millions de dollars, après impôts, à la provision pour perte découlant des activités abandonnées constatée initialement en 1999 au sujet du plan de désinvestissement de décembre 1999 (plan de décembre) et une charge de 87 millions de dollars, après impôts, au titre de l'entreprise de commercialisation du gaz.

APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Transport	585	623	677
Électricité	157	105	40
Siège social	(72)	(78)	(263)
Activités poursuivies	670	650	454
Activités abandonnées	(67)	61	(534)
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires	603	711	(80)

TRANSPORT

POINTS SAILLANTS

Bénéfice net : Le bénéfice net de l'entreprise de transport a totalisé 585 millions de dollars en 2001.

Économies de coûts : En 2001, TransCanada a réduit d'environ 65 millions de dollars, avant impôts, les coûts d'exploitation de ses gazoducs détenus en propriété exclusive.

Règlement pour le réseau de l'Alberta : Le règlement visant le réseau de l'Alberta confère à TransCanada et à ses clients une plus grande marge de manœuvre pour ce qui est de l'exploitation et des contrats.

Règlement pour le réseau principal au Canada : En 2001, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a approuvé la demande de droits et tarifs de 2001 et 2002 de TransCanada pour le réseau principal au Canada. Le règlement a permis de régler toutes les questions, sauf celle du coût du capital, qui sera examinée dans le cadre de l'audience de l'ONÉ au sujet de la demande concernant le rendement équitable. La décision de l'ONÉ est attendue vers le milieu de 2002.

Entreprises pipelinières nord-américaines : En 2001, TransCanada s'est portée acquéreur d'une participation supplémentaire de 5,96 pour cent dans le réseau de transport de gaz Iroquois (Iroquois) et d'une participation supplémentaire de 11,88 pour cent dans le réseau de transport de gaz Portland (Portland), ce qui porte la participation totale de la Société à 40,96 pour cent et 33,29 pour cent, respectivement.

Mise en valeur des régions nordiques : La signature d'un protocole d'entente avec neuf autres grandes sociétés pipelinières américaines et canadiennes, en novembre 2001, réitère l'engagement de TransCanada d'amener le gaz naturel du versant Nord de l'Alaska vers les marchés du Canada et des 48 États au sud de la frontière.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

APERÇU DES RÉSULTATS – TRANSPORT

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Gazoducs détenus en propriété exclusive			
Réseau de l'Alberta	204	219	219
Réseau principal au Canada	274	281	285
Réseau de la Colombie-Britannique	5	6	6
	<u>483</u>	<u>506</u>	<u>510</u>
Entreprises pipelinières nord-américaines			
Great Lakes	56	52	55
TC PipeLines, LP	15	11	7
Iroquois	16	13	12
Portland	(1)	(2)	(1)
Foothills	20	22	21
Trans Québec & Maritimes	8	8	10
Tuscarora			
– bénéfice	–	2	3
– gain à la vente	–	7	–
Northern Border			
– bénéfice	–	–	13
– gain à la vente	–	–	47
Mise en valeur des régions nordiques	(9)	(3)	–
Autres	(3)	7	–
	<u>102</u>	<u>117</u>	<u>167</u>
Bénéfice net	<u>585</u>	<u>623</u>	<u>677</u>

De par sa situation stratégique, l'entreprise de transport de TransCanada est bien placée pour prendre de l'expansion dans la partie septentrionale de l'Amérique du Nord et pour assurer le transport du gaz extrait des réserves des régions nordiques. À mesure que l'industrie et l'environnement commercial de l'entreprise évolueront, TransCanada, par le biais de négociations avec les clients et de démarches auprès des organismes de réglementation, tentera d'obtenir que des modifications soient apportées au modèle de fonctionnement que la réglementation lui impose, tout en continuant de mettre l'accent sur l'excellence opérationnelle pour maximiser la valeur que TransCanada représente pour ses clients et ses actionnaires.

En 2001, le bénéfice net de l'entreprise de transport s'est élevé à 585 millions de dollars, comparativement à 623 millions de dollars et 677 millions de dollars en 2000 et 1999, respectivement. Compte non tenu de l'incidence de la vente des participations de TransCanada dans Northern Border en 1999 et dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora) en 2000, le bénéfice net de l'entreprise de transport, en 2001, a accusé un recul par rapport aux exercices antérieurs. Cette baisse découle principalement de l'expiration, à la fin de 2000, du règlement incitatif pour la réduction des coûts (RIRC) pour le réseau de l'Alberta, de la diminution du taux de rendement sur l'avoir des porteurs d'actions ordinaires et de la base tarifaire moyenne en 2001 pour le réseau principal au Canada, ainsi que de la hausse des frais engagés par la Société dans le cadre de ses activités de mise en valeur dans les régions nordiques.

En 1999, 2000 et 2001, certaines charges d'exploitation, d'entretien et d'administration étaient assujetties à l'accord sur les coûts et avantages de la fusion (ACAF). En vertu de cet accord, les actionnaires de TransCanada et les expéditeurs utilisant ses réseaux ont partagé, en 2000, un montant d'environ 70 millions de dollars, avant impôts, au titre de la réduction des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par rapport à un montant de référence déterminé en janvier 1999. En 2001, TransCanada a réalisé des économies supplémentaires de 30 millions de dollars, avant impôts, au chapitre des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration. Conformément à l'ACAF, ce montant sera réparti à part égale entre les actionnaires de TCPL et les expéditeurs utilisant ses réseaux.

Un règlement incitatif d'une durée de deux ans préconisant les droits et services pour 2001 et 2002 a été conclu entre TransCanada et les expéditeurs qui utilisent le réseau de l'Alberta. Ce règlement, qui a été approuvé en mai 2001, constitue un grand pas en vue de rehausser la compétitivité des gazoducs dans le bassin sédimentaire

ANALYSE PAR LA DIRECTION

de l'Ouest canadien (BSOC), puisqu'il favorise le développement et la mise en place de services qui offriront à TransCanada et à ses clients une souplesse accrue pour l'exploitation et les contrats.

En ce qui concerne le réseau principal au Canada, l'ONÉ a approuvé en novembre 2001 un règlement incitatif de deux ans pour 2001 et 2002. Ce règlement a permis de régler tous les éléments du coût du service pour le réseau principal au Canada, sauf le coût du capital. Ce règlement pose les fondements des échanges futurs en vue d'assurer que le réseau principal au Canada demeure concurrentiel et soit en mesure de rivaliser efficacement pour l'offre et la demande de gaz naturel. L'ONÉ tiendra une audience pour étudier la question du coût du capital.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – REVUE FINANCIÈRE

Réseau de l'Alberta

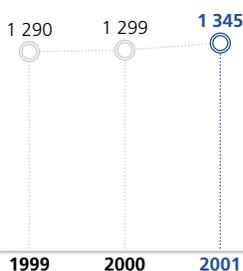
Le bénéfice net de 204 millions de dollars inscrit en 2001 est de 15 millions de dollars inférieur à celui de 2000 et 1999. Le bénéfice net de 2001 reflète les économies de coûts réalisées au titre de l'exploitation, du financement et des charges diverses, mais subit le contrecoup de l'importante baisse du taux de rendement implicite sur l'avoir des porteurs d'actions ordinaires prévu dans le règlement tarifaire approuvé pour le réseau de l'Alberta (RTRA), comparativement au RIRC. Ce dernier est arrivé à expiration à la fin de 2000 et prévoyait un rendement fixe en dollars sur les capitaux propres pour une partie considérable de la base tarifaire. Aux termes du RTRA, la majorité des besoins en produits pour le réseau de l'Alberta en 2001 et 2002 est fixée à des montants négociés de 1,390 milliard de dollars et 1,347 milliard de dollars, respectivement. L'ACAF comprend une disposition de partage des économies de coûts au titre de la plupart des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration en 2001. Par conséquent, des économies de coûts totalisant 20 millions de dollars, avant impôts, ont été partagées à parts égales entre le réseau de l'Alberta et ses clients en 2001.

Pour ce qui est des volumes, le réseau de l'Alberta est l'un des plus grands transporteurs de gaz naturel en Amérique du Nord; il a livré 4 059 milliards de pieds cubes de gaz naturel en 2001, comparativement à 4 490 milliards de pieds cubes en 2000 et à 4 535 milliards de pieds

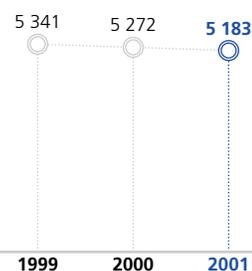
RÉSEAU DE L'ALBERTA

Le réseau de transport du gaz naturel en Alberta, qui appartient à TransCanada en propriété exclusive, rassemble du gaz naturel pour consommation dans la province et achemine du gaz jusqu'à différents points frontaliers où il est raccordé au réseau principal au Canada, au réseau de la C.-B. et à d'autres gazoducs. Ce réseau de 22 500 kilomètres est l'un des plus grands transporteurs de gaz naturel en Amérique du Nord.

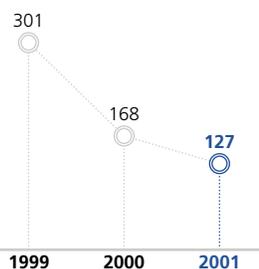
Réseau de l'Alberta
Produits
d'exploitation
(en millions de dollars)



Réseau de l'Alberta
Base tarifaire
moyenne
(en millions de dollars)



Réseau de l'Alberta
Dépenses
en immobilisations
(en millions de dollars)



cubes en 1999. Les volumes véhiculés par le réseau de l'Alberta représentent environ 16 pour cent du total de la production de gaz naturel en Amérique du Nord et quelque 65 pour cent du gaz naturel produit dans le BSOC.

Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA) en vertu de la loi intitulée *Gas Utilities Act (Alberta)* (GUA). Aux termes de la GUA, les prix, les droits ainsi que les autres charges et modalités de service doivent être approuvés par la CESPA.

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

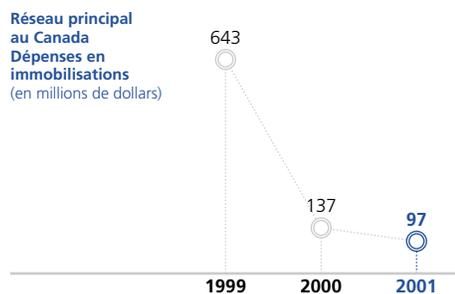
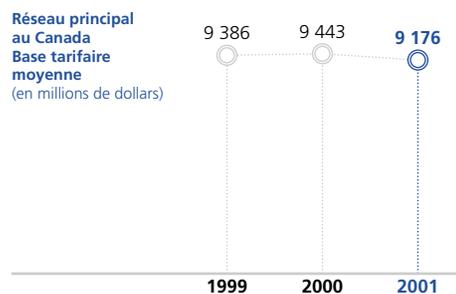
Détenu en propriété exclusive, le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada au Canada s'étend sur 14 900 kilomètres depuis la frontière Alberta/Saskatchewan jusqu'à la frontière Québec/Vermont, et est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada a dégagé un bénéfice net de 274 millions de dollars en 2001, soit 7 millions de dollars de moins qu'en 2000. Ce repli s'explique principalement par la diminution du taux de rendement permis par l'ONÉ sur l'avoir des porteurs d'actions ordinaires, qui est passé de 9,90 pour cent en 2000 à 9,61 pour cent en 2001, ainsi que par la baisse de la base tarifaire moyenne. Ce recul a été en partie contré par l'incidence des revenus incitatifs réalisés en 2001 aux termes du Règlement concernant les prix et le transport sur la canalisation principale (Règlement P&T). Le bénéfice net de 2001 est fondé sur les droits provisoires approuvés par l'ONÉ. Tout ajustement aux droits provisoires sera constaté conformément à la décision de l'ONÉ dans le cadre de l'audience sur la demande concernant le rendement équitable.

Les livraisons annuelles de gaz naturel effectuées par le réseau principal au Canada ont totalisé 2 450 milliards de pieds cubes en 2001, comparativement à 2 675 milliards de pieds cubes en 2000 et à 2 684 milliards de pieds cubes en 1999. En 2001, les livraisons à l'exportation ont constitué environ 50 pour cent du total des livraisons, un pourcentage comparable à celui de 2000 et de 1999.

Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ. L'ONÉ fixe des droits qui permettent à TransCanada de recouvrer les coûts prévus pour le transport du gaz naturel et d'obtenir un rendement sur la base tarifaire moyenne de ce réseau. Les nouvelles installations doivent être approuvées par l'ONÉ avant le début des travaux de construction. Tout changement apporté à la base tarifaire, au taux de rendement sur l'avoir des porteurs d'actions ordinaires ou aux revenus incitatifs se répercute sur le bénéfice net du réseau principal au Canada. En 2001, à l'exception des éléments incitatifs implicites dans le Règlement P&T, la majeure partie des charges d'exploitation et de financement du réseau ont été récupérées auprès des clients.



GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – PERSPECTIVES

Les gazoducs que TransCanada détient en propriété exclusive occupent une place stratégique dans la partie septentrionale de l'Amérique du Nord. La capacité de desservir les grands marchés gaziers nord-américains, l'exploitation efficace, la capacité de répondre aux demandes de mise en liaison de nouvelles sources d'approvisionnements et de nouveaux marchés et le savoir-faire du personnel sont autant d'atouts qui distinguent cette entreprise. TransCanada profite donc d'une position unique en qualité de grand transporteur du gaz produit au Canada, tant sur le territoire du BSOC que dans les autres régions du continent.

En 2002, l'entreprise de transport continuera de fixer son attention sur la réalisation d'autres gains d'efficacité dans toutes les facettes de son exploitation, et ce, en attachant une attention particulière à l'excellence opérationnelle et en mettant à profit les progrès technologiques pour réaliser des économies de coûts supplémentaires à partager entre la Société et les expéditeurs qui utilisent ses gazoducs. L'entreprise de transport poursuivra les négociations en vue de la mise en place d'un nouveau cadre de fonctionnement concurrentiel ainsi que les discussions sur les modifications possibles en matière de juridiction pour certaines sections du réseau de l'Alberta. Le résultat favorable de la demande concernant un rendement équitable, au sujet du coût du capital pour le réseau principal au Canada, permettrait à TransCanada d'être plus concurrentielle sur les marchés financiers à l'avenir.

Bénéfice

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta en 2002 devrait être comparable à celui de 2001, puisque la Société continue de profiter des réductions des charges d'exploitation. De plus, à chaque trimestre, TransCanada bénéficie d'un appui de transition de 6,25 millions de dollars, avant impôts, aux termes de l'accord sur les produits et les prix pour le réseau de l'Alberta, qui prend fin au premier trimestre de 2002.

Aux termes du Règlement P&T, et abstraction faite des résultats de l'audience sur la demande concernant un rendement équitable visant à déterminer les droits définitifs, le bénéfice net du réseau principal au Canada devrait diminuer en 2002 comparativement à 2001. Ce recul s'explique principalement par la diminution du taux de rendement déterminé par l'ONÉ, qui passe de 9,61 pour cent à 9,53 pour cent, ainsi que par la baisse prévue de la base tarifaire moyenne.

Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations effectuées en 2001 par l'entreprise pipelinère détenue en propriété exclusive ont totalisé 227 millions de dollars. En 2002, les dépenses en immobilisations devraient augmenter d'environ 150 millions de dollars comparativement à 2001, et ce, en raison des projets requis pour rehausser la capacité de transport des réseaux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, dont le plus important est un prolongement pour desservir les marchés en plein essor en Californie et dans la région du nord-ouest des États-Unis. Étant donné la capacité pipelinère excédentaire pour le gaz produit dans le BSOC, les dépenses en immobilisations totales devraient être inférieures à ce qu'elles ont été par le passé.

GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – RISQUES D'ENTREPRISE***Concurrence***

Le réseau de l'Alberta de TransCanada fournit dans le BSOC la majeure partie de la capacité de collecte et de transport du gaz naturel destiné à l'exportation, puisqu'il est raccordé à la plupart des usines à gaz de l'Alberta et qu'il achemine le gaz provenant de ces usines jusqu'à deux grands réseaux qui le livrent ensuite sur le marché intérieur et les marchés d'exportation. Le réseau de l'Alberta doit désormais rivaliser avec le gazoduc Alliance, qui s'étend du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à la région de Chicago et qui s'alimente à certaines des mêmes usines à gaz. La capacité de réception maximale du gazoduc Alliance est d'environ 1,6 milliard de pieds cubes par jour, comparativement à la moyenne des volumes reçus par le réseau de l'Alberta de TransCanada, soit 11,4 milliards de pieds cubes en 2001. En 2001, un gazoduc de dérivation a été aménagé dans le sud de l'Alberta. Cette canalisation d'une capacité de 190 millions de pieds cubes par jour est reliée au réseau principal au Canada.

RÉSEAU DE LA C.-B.

TransCanada détient en propriété exclusive ce réseau de transport de gaz naturel de 180 kilomètres allant de la frontière ouest de l'Alberta à la frontière des États-Unis; il dessert des marchés en Colombie-Britannique ainsi que dans la région du nord-ouest des États-Unis, en Californie et au Nevada.

Le réseau principal au Canada, soit le gazoduc transcontinental de TransCanada, dessert le marché du centre-ouest et de l'est du Canada et des États-Unis. Selon les prévisions, la demande de gaz sur les marchés clés de l'Est continuera d'augmenter, notamment celle provenant de l'industrie de la production d'électricité au moyen de gaz naturel. TransCanada doit cependant affronter des services de transport concurrents sur les marchés de l'est du Canada et aux points d'exportation vers les États-Unis. À l'heure actuelle, les gazoducs Alliance et Vector nouvellement construits sont les principaux concurrents. En outre, TransCanada continue de faire face à des concurrents dans le nord-est des États-Unis, où les consommateurs peuvent opter pour des approvisionnements américains supplémentaires, des approvisionnements en gaz naturel liquéfié provenant des régions extra-côtières ou du gaz provenant en quantité croissante des bassins d'alimentation situés au large de la côte est du Canada. Les nouveaux clients des marchés en plein essor et les clients actuels dont les contrats de service garanti viennent à échéance pourraient avoir recours à certaines de ces options.

Le réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada sert de lien entre le réseau de l'Alberta et le gazoduc PG&E Gas Transmission-Northwest à destination de la Californie. Compte tenu de l'intensification de la demande de gaz naturel en Californie, la Société prévoit prolonger ce tronçon du réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive de TransCanada.

Les gazoducs Alliance et Vector sont tous deux entrés en exploitation vers la fin de 2000. Par suite de la mise en service de ces nouveaux gazoducs et en raison du fait que la production a été inférieure aux prévisions dans le BSOC, certains contrats de capacité garantie pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada n'ont pas été renouvelés à l'échéance.

Au cours des deux derniers exercices, les contrats de réceptions garanties non renouvelés pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3,1 milliards de pieds cubes par jour, soit environ 25 pour cent de la capacité garantie en 1998-1999. Des contrats de capacité garantie d'une durée d'un an ou plus étaient en place pour 100 pour cent de la capacité du réseau principal au Canada en 1998-1999. Depuis, des contrats visant 1,5 milliard de pieds cubes par jour, ou environ 23 pour cent de la capacité, n'ont pas été renouvelés. La capacité confirmée pour la période contractuelle de 2000-2001 représentait 77 pour cent de la capacité disponible totale. Compte tenu de la baisse des volumes véhiculés, par suite de la diminution du nombre de contrats de service garanti, les droits par unité de volume ont augmenté tant pour le réseau de l'Alberta que pour le réseau principal au Canada, selon les méthodes de tarification approuvées en vigueur. Les volumes véhiculés aux termes de contrats de service interruptible ont atténué en partie les augmentations de droits attribuables aux contrats non renouvelés. Au fur et à mesure que des volumes supplémentaires de gaz du BSOC seront acheminés à destination des marchés, le taux d'utilisation du réseau de l'Alberta devrait augmenter, ce qui devrait faire baisser les droits. En ce qui concerne le réseau principal au Canada, les possibilités de réduction des droits sont limitées, puis qu'on prévoit qu'une capacité de réserve sera maintenue. Les prévisions ne laissent pas entrevoir que le taux d'utilisation du réseau principal au Canada s'accroîtra, car les approvisionnements supplémentaires en provenance du BSOC devraient être absorbés par la demande accrue dans l'Ouest canadien et par la hausse des volumes véhiculés par les autres gazoducs.

Par conséquent, TransCanada évolue désormais dans un nouveau contexte commercial qui comporte des risques supplémentaires considérables liés à la concurrence. En 2001, l'entreprise de transport a réagi à l'intensification de la concurrence en concentrant ses activités sur deux secteurs principaux. Il s'agissait, en premier lieu, de pousser plus avant ses propositions pour un nouveau cadre commercial et réglementaire concurrentiel qui permettrait à l'entreprise de mieux répondre aux besoins de ses clients, à long terme. La CESP a approuvé un accord incitatif (RTRA) d'une durée de deux ans entre TransCanada et les expéditeurs utilisant le réseau de l'Alberta. De plus, la Société a mené à bien les négociations et obtenu l'approbation de l'ONÉ pour le Règlement P&T entre TransCanada et les clients du réseau principal au Canada. Ces accords conclus avec les partenaires de l'industrie sont un grand pas dans le cadre du processus visant à élaborer un nouveau cadre réglementaire au Canada.

Une demande au sujet d'un nouveau modèle de fonctionnement sera déposée auprès de l'ONÉ à l'automne de 2002. Ce nouveau modèle de fonctionnement devrait permettre de recouvrer des coûts du capital tout en incitant à réduire les coûts dans leur ensemble. Sans égard au résultat de son projet de réforme réglementaire, TransCanada

continuera d'améliorer son programme d'excellence opérationnelle en vue d'assurer le service pipelinier le plus efficace qui soit.

Le second secteur d'intérêt pour TransCanada a été la collaboration avec ses clients en vue d'assurer la mise en liaison opportune des nouvelles réserves aux installations de la Société, et l'agrandissement des installations dans les marchés où la demande le justifie. En assurant rapidement l'accès aux réserves gazières de la région de Ladyfern dans le nord-ouest de l'Alberta, par exemple, la Société a permis à ses clients de tirer parti des prix élevés du gaz naturel. En outre, les expéditeurs profiteront de l'accès accru aux marchés que leur procureront les projets de prolongement des réseaux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique jusqu'aux marchés gaziers industriels de l'Alberta et aux marchés gaziers du nord-ouest des États-Unis.

Accords incitatifs

TransCanada a négocié avec ses clients du réseau de l'Alberta un règlement incitatif d'une durée de deux ans, le RTRA, que la CESA a approuvé en mai 2001. Le RTRA prévoit des besoins en produits fixes de 1,390 milliard de dollars et de 1,347 milliard de dollars pour les exercices 2001 et 2002, respectivement. Ces produits seront récupérés par le biais de la tarification. Les besoins en produits fixes pourront être ajustés au cours de l'exercice suivant pour tenir compte de ce qui suit :

- les écarts au titre des volumes de service garanti;
- les produits tirés du service non garanti;
- les variations des dépenses liées à l'intégrité des gazoducs;
- l'amortissement annuel des gains ou pertes de change sur le capital de la dette à long terme;
- les modifications apportées aux taux d'imposition fédéraux et provinciaux.

Les autres éléments importants du RTRA sont notamment :

- la majoration du taux d'amortissement, qui passe de 3,5 pour cent à 4,0 pour cent;
- le lancement de deux nouveaux services – le service garanti point à point et le service d'un an non renouvelable de réceptions garanties;
- l'amortissement des frais de fin d'emploi sur quatre exercices;
- l'adoption d'un compte de réserves pour permettre de recouvrer les gains ou pertes de change sur le capital de la dette à long terme;
- l'adoption d'une mesure incitative visant à réduire les coûts grâce à l'excellence opérationnelle.

En outre, les parties au RTRA se sont engagées à tenir des discussions dans l'avenir en vue de résoudre les questions concernant les prix et les services.

En 2001, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ deux demandes visant a) l'approbation du Règlement P&T pour le réseau principal au Canada, et b) l'approbation d'une modification au coût du capital pour 2001 et 2002.

En mai 2001, TransCanada a déposé une demande concernant les droits et les tarifs pour 2001 et 2002, en fonction des modalités du Règlement P&T. Ce dernier, que les expéditeurs ont fortement appuyé, représente essentiellement une méthode de tarification au coût du service, exception faite des revenus incitatifs liés au programme de gestion des revenus et des actifs et d'autres mécanismes incitatifs, y compris les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, le programme incitatif pour le gaz combustible, le programme de gestion des taux d'intérêt et des taux de change et le programme de fin d'emploi. Le Règlement P&T, qui sera en vigueur en 2001 et 2002, vise tous les éléments des besoins en produits pour le réseau principal au Canada, exception faite du coût du capital. Au moment de l'approbation du Règlement P&T, en novembre 2001, l'ONÉ a également instruit TransCanada de maintenir ses droits provisoires jusqu'à ce qu'il rende sa décision finale sur le coût du capital dans le cadre de l'audience sur la demande concernant un rendement équitable.

En juin 2001, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande concernant le rendement équitable, dans laquelle la Société expose les modifications qu'elle souhaite voir apporter au coût du capital et demande la

permission de déroger à la formule qui a été adoptée en 1995 et que l'ONÉ utilise pour calculer le taux de rendement sur l'avoir des porteurs d'actions ordinaires. La Société souhaite faire approuver un coût du capital moyen pondéré après impôts (CCMPAI) de 7,5 pour cent, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2001. Ce taux se compare au CCMPAI actuel de 5,84 pour cent fondé sur le rendement de l'avoir des actionnaires de 2001 conformément à la formule actuelle de l'ONÉ. Les droits définitifs pour 2001 seront déterminés à la suite de la décision de l'ONÉ, qui est attendue vers le milieu de 2002.

Sécurité

TransCanada continue de travailler en étroite collaboration avec les organismes de réglementation, les clients et les collectivités pour assurer l'exploitation de ses installations en toute sécurité. Les fonds engagés au titre de l'intégrité des gazoducs devraient diminuer pour s'établir à environ 80 millions de dollars en 2002, en raison des résultats

positifs des essais réalisés en 2001 et de la mise en application d'un système de gestion rigoureuse des risques. Étant donné la vigilance accrue dont fait l'objet la sécurité de l'infrastructure de transport de l'énergie en Amérique du Nord, TransCanada travaille étroitement avec les associations de l'industrie et les organismes gouvernementaux, au Canada et aux États-Unis, pour assurer la sécurité maximale des installations à l'échelle de l'industrie.

Approvisionnements gaziers

Selon les estimations établies à la fin de 2000, les réserves découvertes actuelles du BSOC sont de 61 billions de pieds cubes, et le ratio des réserves à la production, compte tenu de la production actuelle, est d'environ dix ans. Les réserves supplémentaires qui sont découvertes régulièrement contribuent à maintenir le ratio des réserves à la production à environ dix ans. Les prix du gaz naturel dans l'avenir devraient être supérieurs aux moyennes historiques en raison de la très faible marge entre l'offre et la demande. TransCanada prévoit qu'en raison des prix élevés, les réserves du BSOC continueront de s'accroître légèrement à mesure que les producteurs porteront une plus grande attention aux zones plus profondes et plus productives du bassin.

ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – REVUE FINANCIÈRE

Le groupe des entreprises pipelinières nord-américaines (EPNA) est constitué des participations directes et indirectes de TransCanada dans différents gazoducs et entreprises connexes du continent nord-américain. Il comprend en outre les activités de mise en valeur liées à la recherche, par TransCanada, de nouveaux projets de construction de gazoducs.

La quote-part du bénéfice net des EPNA revenant à TransCanada s'est élevée à 102 millions de dollars en 2001. Il s'agit d'un fléchissement de 15 millions de dollars comparativement au chiffre inscrit en 2000, qui comprenait un gain non récurrent de 7 millions de dollars réalisé à la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 49 pour cent dans Tuscarora. Exception faite de ce gain à la vente d'actifs en 2000, le bénéfice net des EPNA a diminué de 8 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent. Ce recul s'explique principalement par la hausse des charges liées aux activités de mise en valeur de TransCanada dans les régions nordiques en 2001. En outre, l'intensification des activités a fait augmenter les charges d'expansion des affaires pour les gazoducs en 2001.

Le bénéfice net des EPNA en 2000, soit 117 millions de dollars, était comparable à celui de 1999, à l'exclusion d'un gain après impôts de 47 millions de dollars à la vente de Northern Border à TC PipeLines, LP en 1999.

ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – PERSPECTIVES

TransCanada continue de s'intéresser activement aux possibilités d'aménagement et d'acquisition de gazoducs au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis, lorsque ces possibilités résultent d'une forte demande de la part des clients et d'un contexte économique favorable.

GREAT LAKES

Le gazoduc de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes) est raccordé au réseau principal au Canada à Emerson (Manitoba) et dessert les marchés du centre du Canada ainsi que de l'est et du Midwest des États-Unis. TransCanada détient une participation de 50 pour cent dans ce réseau d'une longueur totale de 3 387 kilomètres.

NORTHERN BORDER

Northern Border est un réseau de 2 010 kilomètres qui dessert le Midwest des États-Unis depuis un point de raccordement au réseau Foothills. TransCanada détient indirectement environ dix pour cent de Northern Border, par l'entremise de sa participation dans TC PipeLines, LP.

IROUOIS

Le réseau Iroquois est raccordé au réseau principal au Canada et livre du gaz naturel à des clients du nord-est des États-Unis. TransCanada a porté sa participation dans ce réseau de 604 kilomètres à 40,96 pour cent en 2001.

TC PipeLines, LP

TransCanada détient une participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte, qui a été créée pour acquérir et détenir des participations dans les pipelines des États-Unis, et participer à leur gestion. TC PipeLines, LP est gérée par TransCanada et possède une participation de 30 pour cent dans Northern Border ainsi qu'une participation de 49 pour cent dans Tuscarora. En juillet 2001, TC PipeLines, LP a haussé sa distribution trimestrielle pour la faire passer de 0,475 \$ US par part à 0,50 \$ US par part. Il s'agit de la deuxième majoration de la distribution trimestrielle en espèces depuis que la société est entrée en exploitation en mai 1999.

En octobre 2001, Northern Border a achevé la construction du projet 2000, un prolongement de 55 kilomètres fournissant à North Hayden (Indiana) une capacité de transport supplémentaire de 545 millions de pieds cubes par jour. De plus, le projet 2000 a permis d'augmenter d'environ 30 pour cent la capacité de livraison de Northern Border dans la région de Chicago.

En janvier 2002, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) a accordé un certificat définitif approuvant le prolongement proposé de Tuscarora, qui devrait permettre de répondre à de nouvelles demandes de service. Le prolongement proposé comprend trois stations de compression et une canalisation de 23 kilomètres qui fourniront une capacité de transport supplémentaire d'environ 93 millions de pieds cubes par jour, à un coût estimatif de 60 millions de dollars US. La mise en exploitation commerciale est prévue pour la fin de 2002.

Projet d'expansion Eastchester d'Iroquois

En décembre 2001, Iroquois a reçu l'approbation définitive de la FERC pour la construction du projet Eastchester. Ce projet de 210 millions de dollars US, qui prolongera le réseau d'Iroquois de Long Island jusqu'à New York, devrait débiter au printemps de 2002. La mise en service intégrale est prévue pour mars 2003 et permettra d'acheminer un volume supplémentaire de 230 millions de pieds cubes par jour sur ce marché.

Autres projets d'expansion d'Iroquois

Trois demandes ont été déposées auprès de la FERC pendant le quatrième trimestre de 2001. L'approbation de ces demandes donnerait lieu à l'injection de capitaux totalisant 148 millions de dollars US dans le réseau pipelinier, entre 2003 et 2005.

Changements à la propriété d'Iroquois et de Portland

En mai 2001, TransCanada a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5,96 pour cent dans Iroquois, ce qui porte sa participation totale à 40,96 pour cent. Après s'être portée acquéreur d'une participation supplémentaire de 11,88 pour cent en juin 2001, TransCanada détient une participation totale de 33,29 pour cent dans Portland. TransCanada est le plus important actionnaire d'Iroquois et de Portland.

Demande tarifaire de Portland

Portland a déposé une demande tarifaire auprès de la FERC en octobre 2001. À compter du 1^{er} avril 2002, l'exploitation de Portland sera assujettie à des droits provisoires jusqu'à ce que les droits définitifs soient établis.

Mise en valeur des régions nordiques

TransCanada continue de s'intéresser activement aux occasions de transporter le gaz naturel du delta du Mackenzie et du versant Nord de l'Alaska vers les marchés nord-américains. En 2001, TransCanada a fait la promotion d'un projet de gazoduc autonome dans la vallée du Mackenzie, en collaboration avec les principaux intervenants. Les producteurs du delta du Mackenzie ont indiqué leur préférence pour l'utilisation du réseau actuel de TransCanada en Alberta afin de transporter le gaz naturel vers les marchés.

TUSCARORA

Tuscarora exploite un réseau de gazoducs de 369 kilomètres qui achemine du gaz naturel de Malin (Oregon) à Reno (Nevada), ainsi qu'à différents points de livraison dans le nord-est de la Californie. TransCanada détient une participation totale de 17,4 pour cent dans Tuscarora, dont 16,4 pour cent par le truchement de sa participation dans TC PipeLines, LP.

PORTLAND

Le réseau de Portland, d'une longueur de 471 kilomètres, est raccordé à TQM près de Pittsburgh (New Hampshire) et livre du gaz à différents endroits au Massachusetts. TransCanada a porté sa participation dans Portland à 33,29 pour cent en 2001.

FOOTHILLS

Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta à la frontière des États-Unis pour exportation sur les marchés du Midwest, de la région du nord-ouest des États-Unis et de la Californie. TransCanada détient 50 pour cent de Foothills, 69,5 pour cent de Foothills (Sask.), 74,5 pour cent de Foothills (Alta.) et 74,5 pour cent de Foothills (sud de la C.-B.). La longueur totale de ces réseaux atteint 1 040 kilomètres.

TQM

Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) est un réseau de transport de gaz naturel de 572 kilomètres qui est raccordé au réseau principal au Canada et achemine du gaz naturel de Montréal à Québec et jusqu'au réseau de Portland. TransCanada détient une participation de 50 pour cent dans TQM.

VENTURES LP

Ventures LP, que TransCanada détient en propriété exclusive, possède un gazoduc de 110 kilomètres qui achemine du gaz naturel vers la région des sables pétrolifères du nord de l'Alberta, et un gazoduc de 27 kilomètres qui approvisionne en gaz naturel un complexe pétrochimique situé à Joffre (Alberta).

En novembre 2001, TransCanada était l'une des dix sociétés connues sous le nom de Groupe ANGTS ayant signé un protocole d'entente en vue d'élaborer une proposition au sujet du transport commercial de la production du gaz du versant Nord de l'Alaska. Ce groupe s'intéresse à l'aménagement du réseau de transport du gaz naturel de l'Alaska, qu'on appelle aussi « projet de la route de l'Alaska ». Le groupe ANGTS a achevé la rédaction de la proposition initiale en 2001 et s'entretient des détails de ce projet complexe et des arrangements commerciaux possibles avec les producteurs du versant Nord de l'Alaska.

En 2001, TransCanada a consacré beaucoup de temps pour recueillir des renseignements auprès des producteurs propriétaires de réserves gazières dans le BSOC et dans les deux bassins de l'Arctique, au sujet des options de transport lorsque le gaz naturel des régions nordiques parvient en Alberta. À la suite de ces discussions, TransCanada a élaboré un plan détaillé qui donne à tous les producteurs la souplesse et les choix nécessaires pour le transport de leurs réserves gazières. Le plan assure la gestion efficace des coûts en utilisant l'infrastructure en place, dans la mesure du possible, et en préconisant une expansion progressive en fonction des volumes à transporter. La Société poursuit son examen de la proposition et les discussions à ce sujet.

Tous les coûts engagés jusqu'à maintenant au titre de la mise en valeur des régions nordiques ont été passés en charges au moment où ils ont été engagés.

Gazoduc Northwinds

En septembre 2001, TransCanada et National Fuel Gas Supply Corporation ont annoncé la création d'un partenariat stratégique pour évaluer la possibilité d'élaborer un nouveau projet de gazoduc (gazoduc Northwinds) en vue d'assurer des services de transport depuis Dawn (Ontario) jusque dans la région d'Ellisburg-Leidy (Pennsylvanie). Les partenaires évaluent actuellement l'appui que ce projet recevrait, sur le marché.

Gazoduc Millennium

TransCanada détient une participation de 21 pour cent dans le projet de gazoduc Millennium, aux États-Unis, et possède en propriété exclusive la portion canadienne du gazoduc de franchissement du lac Érié. En août 2001, TransCanada et Westcoast Energy ont conjointement retiré leurs demandes respectives auprès de l'ONÉ; en décembre 2001, le ministre de l'Environnement du Canada a mis fin à l'évaluation environnementale du projet Millennium au Canada.

Ventures LP

En 2001, TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (Ventures LP) a obtenu des contrats de services de transport supplémentaires pour son gazoduc desservant la région des sables pétrolifères du nord-est de l'Alberta. À l'appui de ces nouveaux services, des activités de planification et de construction sont en cours pour l'aménagement d'une canalisation de doublement et d'une station de compression. Ces installations devraient entrer en service en 2002 et 2003.

VOLUMES LIVRÉS DE GAZ NATUREL

(en milliards de pieds cubes)

	2001	2000	1999
Réseau de l'Alberta	4 059	4 490	4 535
Réseau principal au Canada	2 450	2 675	2 684
Réseau de la C.-B.	395	408	398
Great Lakes	804	898	937
Northern Border	821	853	835
Iroquois	314	344	345
Portland*	44	40	22
Tuscarora	23	25	24
Foothills	1 117	1 186	1 132
Trans Québec & Maritimes	161	168	147
Ventures LP*	60	36	–

*Mis en service en 1999.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

ÉLECTRICITÉ

POINT SAILLANTS

Relèvement du bénéfice : En 2001, le bénéfice net avant les ventes d'actifs a augmenté de 75 millions de dollars, ou 91 pour cent, comparativement à 2000. Le bénéfice net a augmenté annuellement de 43 millions de dollars, ou 79 pour cent, en moyenne au cours des trois derniers exercices.

Croissance des centrales électriques : La distribution d'électricité s'est accrue de plus de 650 mégawatts (MW) en 2001. Au cours des trois derniers exercices, 11 nouvelles centrales ayant une production totale de plus de 1 500 MW sont entrées en exploitation.

Envergure accrue de l'exploitation : Les volumes vendus se sont accrues de 67 pour cent en 2001 comparativement à 2000. La hausse annuelle moyenne des volumes vendus au cours des trois derniers exercices a été de 37 pour cent.

Excellence opérationnelle : La disponibilité moyenne des centrales a atteint 96 pour cent en 2001 et au cours des trois derniers exercices.

NIPIGON, KAPUSKASING, TUNIS ET NORTH BAY

Ces installations efficaces, à cycle combiné amélioré, fonctionnent au moyen de gaz naturel et de chaleur résiduelle provenant de stations de compression du réseau principal au Canada qui leur sont attenantes.

APERÇU DES RÉSULTATS – ÉLECTRICITÉ

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Établissement du nord-est des États-Unis	159	68	53
Établissement de l'Ouest	132	71	20
Placement dans S.E.C. Électricité	39	33	26
Frais généraux, administratifs et de soutien	(49)	(21)	(23)
Bénéfice d'exploitation et autres	281	151	76
Charges financières	(24)	(15)	(13)
Impôts sur les bénéfices	(100)	(54)	(23)
	157	82	40
Gain après impôts à la vente d'Hermiston Power Partnership	–	23	–
Bénéfice net	157	105	40

En 2001, l'entreprise d'électricité de TransCanada a réalisé un bénéfice net de 157 millions de dollars, soit une augmentation de 75 millions de dollars, ou 91 pour cent, comparativement au bénéfice net avant la vente d'actifs de 82 millions de dollars inscrit en 2000. Cette hausse provient en grande partie de l'accroissement du bénéfice de chacun des secteurs d'activité de l'entreprise d'électricité :

- **Établissements du nord-est des États-Unis :** Intensification des activités de commercialisation; avantages tirés de l'instabilité des prix et des occasions offertes par les marchés, en 2001; participation dans la centrale d'Ocean State Power (OSP) portée à 100 pour cent en octobre 2000; et acquisition des installations de Curtis Palmer en juillet 2001.
- **Établissements de l'Ouest :** Premières opérations réalisées en vertu de la convention d'achat d'électricité (CAE) de Sundance A; et avantages tirés des prix élevés et de l'instabilité du marché, plus particulièrement durant la première moitié de 2001.
- **Placement dans S.E.C. TransCanada Électricité :** Accroissement, entre 2000 et 2001, de la participation moyenne dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) et rendement élevé des centrales électriques.



La hausse des frais généraux, administratifs et de soutien en 2001 tient compte de l'intensification des activités au sein de l'entreprise d'électricité de TransCanada ainsi que de l'importance que la Société accorde à la croissance dans ce secteur.

Le bénéfice net de l'entreprise d'électricité s'est accru de 65 millions de dollars en 1999 pour passer à 105 millions de dollars en 2000. Cette augmentation comprenait un gain de 23 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de la participation de TransCanada dans Hermiston Power Partnership en 2000 et reflétait les hausses du bénéfice au titre de la commercialisation et de la négociation, l'acquisition de la participation restante de 29,9 pour cent dans OSP en octobre 2000 ainsi que l'accroissement de la participation dans S.E.C. Électricité et le rendement élevé de ses centrales électriques.

La montée des prix de l'électricité, l'ajout de nouvelles installations et l'intensification des activités commerciales sont autant de facteurs qui ont contribué à faire augmenter les produits et les charges d'exploitation dans le secteur de l'électricité en 2001, par rapport à 2000 et 1999.

CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE DES CENTRALES ÉLECTRIQUES (MW)

Entreprise d'électricité de TransCanada

Ocean State	560
MacKay River ¹	165
Carseland	80
Bear Creek ¹	80
Curtis Palmer	60
Redwater	40
Cancarb	27

S.E.C. Électricité²

Williams Lake	66
Castleton	64
Tunis	43
Kapuskasing	40
Nipigon	40
North Bay	40
Calstock	35

Autres³

Sundance A	560
Sundance B	353
	2 253

¹ En construction.

² Au 31 décembre 2001, TransCanada détenait une participation de 35,6 pour cent dans S.E.C. Électricité.

³ TransCanada achète 560 MW de la production de la centrale électrique Sundance A et 353 MW de la production de la centrale électrique Sundance B par le biais de CAE à long terme.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

ÉTABLISSEMENTS DU NORD-EST DES ÉTATS-UNIS

Les établissements du nord-est des États-Unis regroupent la centrale électrique d'OSP alimentée au gaz naturel (560 MW), la production de la centrale électrique Castleton alimentée au gaz naturel (64 MW), la centrale hydroélectrique de Curtis Palmer (60 MW) ainsi que le bureau de commercialisation d'électricité situé à Westborough (Massachusetts) (TCPM). TCPM commercialise l'électricité auprès de divers clients répartis dans le nord-est des États-Unis, directement ou par l'entremise de revendeurs qui en assurent la distribution.

En 2001, le bénéfice d'exploitation des établissements du nord-est des États-Unis a grimpé de 91 millions de dollars, ou 134 pour cent, par rapport à 2000. Cette hausse provient principalement de la possibilité de tirer parti de l'instabilité sans précédent des prix en 2001 et des activités commerciales de TCPM qui se sont accentuées durant l'exercice. L'utilisation judicieuse des installations fixes pour renforcer les activités de commercialisation, de même que la conclusion de nouveaux contrats d'approvisionnement et la pénétration de marchés supplémentaires, a permis à TCPM d'optimiser ses actifs et de saisir les occasions qui se sont présentées sur le marché en cette période de volatilité. TCPM vend la plus grande partie de la production des centrales du nord-est des États-Unis en vertu de contrats à long terme. Cependant, il est nécessaire de conserver une certaine souplesse d'approvisionnement pour assurer la croissance et le succès de l'entreprise d'électricité dans les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York, qui ne sont soumis à aucune réglementation. De plus, TCPM a multiplié ses activités de commercialisation et augmenté son bénéfice en 2001 grâce à la prestation efficace de services d'approvisionnement en électricité à divers clients des secteurs industriel et de gros. Il lui a donc été possible d'élargir son portefeuille commercial sans devoir assumer des risques considérables pour ce qui est des prix.

Le bénéfice d'exploitation a progressé de 15 millions de dollars, ou 28 pour cent, de 1999 à 2000, surtout en raison de l'acquisition de la participation restante de 29,9 pour cent dans OSP en octobre 2000. L'installation d'OSP et son taux de rendement demeurent assujettis à la réglementation de la FERC.

En juillet 2001, l'entreprise d'électricité a augmenté le nombre de ses établissements dans le nord-est des États-Unis en se portant acquéreur des installations de Curtis Palmer Hydroelectric Company, L.P. situées près de Corinth (New York). Cette première centrale hydroélectrique permet à TransCanada de diversifier davantage les sources d'alimentation de l'entreprise d'électricité. La centrale a une capacité de production de 60 MW, et cette production est vendue intégralement à Niagara Mohawk Power Corporation en vertu d'une convention à prix fixe de longue durée, dont l'échéance est supérieure à 25 ans. En décembre 2001, TransCanada a apporté des améliorations aux installations de régularisation du débit d'eau de la centrale Curtis Palmer.

ÉTABLISSEMENTS DE L'OUEST

Les établissements de l'Ouest comprennent deux principaux volets : la commercialisation dans l'Ouest et l'exploitation des centrales. La commercialisation dans l'Ouest englobe la commercialisation et le commerce de l'électricité depuis le bureau de Calgary, y compris l'achat d'électricité aux termes de la CAE de Sundance A (560 MW) depuis le 1^{er} janvier 2001, et la revente subséquente de cette production aux clients industriels et de commercialisation. Par le biais de son bureau de Calgary, TransCanada effectue le commerce de l'électricité partout au Canada et dans le nord des États-Unis, de l'État de Washington au Wisconsin. L'exploitation des centrales comprend les contributions des centrales électriques de TransCanada en Alberta ainsi que les honoraires touchés pour la gestion de S.E.C. Électricité et l'exploitation de ses sept centrales.

Entre 2000 et 2001, le bénéfice d'exploitation des établissements de l'Ouest a progressé de 61 millions de dollars, ou 86 pour cent. Cette augmentation marquée provient principalement de l'acquisition de la CAE de Sundance A (560 MW) en 2000 et de l'accentuation des activités commerciales qui ont permis de tirer parti des

CALSTOCK

TransCanada a achevé la construction, au milieu de 2000, d'une centrale électrique à cycle amélioré alimentée aux déchets de bois située à Calstock (Ontario) et l'a cédée à S.E.C. Électricité en octobre 2000.

CASTLETON

En juillet 1999, S.E.C. Électricité a fait l'acquisition d'une centrale à cycle combiné située à Castleton-on-Hudson (New York).

WILLIAMS LAKE

S.E.C. Électricité détient une centrale électrique de 66 MW alimentée aux déchets de bois située à Williams Lake (Colombie-Britannique).

OCEAN STATE

La centrale électrique d'OSP, détenue en propriété exclusive et située dans le Rhode Island, est une installation à cycle combiné de 560 MW alimentée au gaz naturel.

BEAR CREEK ET MACKAY RIVER

L'installation de 165 MW de MacKay River, près de Fort MacMurray (Alberta), et l'installation de 80 MW de Bear Creek, près de Grande Prairie (Alberta), sont actuellement en construction. L'installation de MacKay River devrait être achevée en 2003 et celle de Bear Creek, en 2002.

CARSELAND

TransCanada a terminé la construction d'une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel près de Carseland (Alberta) en septembre 2001. Elle est entrée en exploitation en janvier 2002.

REDWATER

TransCanada a terminé la construction d'une centrale de cogénération de 40 MW alimentée au gaz naturel près de Redwater (Alberta) en novembre 2001. Elle est entrée en exploitation en janvier 2002.

occasions suscitées par la volatilité des prix dans l'Ouest canadien et la région du nord-ouest des États-Unis.

Le bénéfice d'exploitation a grimpé de 51 millions de dollars, ou 255 pour cent, de 1999 à 2000. Cette hausse s'explique par les revenus de commercialisation supérieurs découlant de l'accroissement des ventes en Alberta et par les avantages découlant de la volatilité extrême des prix dans la région de l'Ouest.

Commercialisation dans l'Ouest

La déréglementation du marché de l'électricité en Alberta a donné à TransCanada l'occasion d'acquérir de nouvelles sources d'approvisionnement à long terme et à court terme par le biais de l'acquisition de la CAE de Sundance A et de ventes aux enchères tenues conformément au Market Achievement Plan, en août et décembre 2000, respectivement. Aux termes de la CAE de Sundance A, TransCanada a fait l'acquisition d'approvisionnements de 560 MW provenant d'une centrale de base alimentée au charbon en Alberta, pour une période de 17 ans. TransCanada a commencé à conclure des opérations en vertu de cette CAE le 1^{er} janvier 2001. En décembre 2001, dans le cadre d'une coentreprise avec AltaGas Services Inc., TransCanada a effectivement fait l'acquisition de 50 pour cent des droits et obligations restants de la CAE de Sundance B de 706 mégawatts. TransCanada misera sur l'expérience et le savoir-faire acquis grâce à la CAE de Sundance A pour optimiser le bénéfice généré par la CAE de Sundance B. L'acquisition de la CAE de Sundance B fournira à TransCanada des approvisionnements additionnels de 353 MW au cours des 19 prochaines années, et devrait immédiatement générer un bénéfice supplémentaire, soit à compter de janvier 2002. TransCanada a vendu la totalité des approvisionnements qu'elle obtiendra de Sundance A et B en 2002 et 59 pour cent des approvisionnements moyens cumulés qu'elle prévoit obtenir au cours des cinq prochaines années. TransCanada conclut d'autres contrats de vente à long terme pour le reste des approvisionnements de Sundance A et B ainsi que pour les approvisionnements de ses centrales électriques en Alberta qui ne font pas l'objet d'engagements contractuels.

En 2001, outre la vente de la production de la centrale Sundance A, TransCanada a misé sur son expérience pour profiter des occasions suscitées par les prix élevés sur le marché, la volatilité des prix de l'électricité et les inefficiences entre les secteurs de marché. La capacité de vendre de l'électricité sur le marché au comptant revêt une importance critique pour saisir les occasions et gérer un portefeuille d'actifs dans le secteur de l'électricité et des contrats d'approvisionnement à long terme.

Exploitation des centrales

TransCanada fait fonction de gérant de S.E.C. Électricité. En cette qualité, TransCanada gère les activités d'exploitation et d'entretien de S.E.C. Électricité et réduit au minimum sa vulnérabilité aux fluctuations des prix du gaz en négociant des contrats à prix fixe à long terme pour une grande partie des approvisionnements de gaz requis. En outre, lorsque la conjoncture du marché le justifie, TransCanada réduit la production de certaines centrales durant les heures creuses pour que le gaz inutilisé puisse être vendu à des prix intéressants sur le marché, ce qui rehausse le bénéfice d'exploitation global de S.E.C. Électricité.

En 2001, TransCanada s'est distinguée une fois de plus à titre d'exploitant de centrales électriques, comme en témoigne le taux moyen de disponibilité de l'ensemble des centrales en exploitation, qui s'est établi à 96 pour cent. TransCanada manifesterait le même engagement d'excellence opérationnelle aux deux nouvelles centrales électriques mises en exploitation en Alberta vers la fin de 2001, la première située près de Redwater (40 MW) et la seconde près de Carseland (80 MW). Ces installations sont le résultat d'un modèle d'aménagement électrique stratégique répondant aux objectifs à long terme de TransCanada et de ses clients. Ce modèle permet à

TransCanada d'élargir son portefeuille de centrales électriques tout en se soustrayant aux risques excessifs associés aux prix. À cette fin, la Société négocie des contrats de vente à long terme avec des clients industriels pour une grande partie de la production des centrales, tout en conservant une certaine capacité marchande. De plus, puisque ces installations produisent de l'électricité et de la vapeur, les clients industriels profitent d'approvisionnements fiables et à long terme en électricité et en énergie thermique ou en vapeur pour leurs installations attenantes ou d'autres installations dans la région.

Le succès de ce modèle a donné lieu à l'annonce de la construction de deux nouvelles centrales électriques en Alberta en 2001. La centrale de Bear Creek, dont l'achèvement est prévu pour la fin de 2002, sera une installation de cogénération de 80 MW près de Grande Prairie (Alberta) qui vendra de l'électricité à Weyerhaeuser pour son usine de pâte de Grande Prairie et d'autres installations en Alberta. L'installation de MacKay River, dont la mise en exploitation commerciale est actuellement prévue pour 2003, sera une installation de cogénération de 165 MW située près de Fort McMurray (Alberta) et alimentera en électricité et en vapeur le chantier d'exploitation des sables pétrolifères in situ de Petro-Canada, à proximité. Comme c'est le cas pour les centrales de Redwater et de Carseland, la totalité de la production d'énergie thermique ou de vapeur et une partie importante de la production d'électricité de ces installations seront vendues à des clients industriels en vertu de contrats à long terme. Le projet de Bear Creek a été l'une des propositions retenues par l'administrateur du transport de la province de l'Alberta, ESBI Alberta Ltd., en vertu du processus d'offres permanentes appelé « Location-Based Credits Standing Offer ». Ce processus vise à favoriser les nouveaux projets de production d'électricité dans la région de Grande Prairie en vue de régler les contraintes inhérentes au réseau de transport de la région.

Une fois achevée en 2003, l'installation de MacKay River sera la centrale électrique la plus importante de TransCanada en Alberta, et portera la production contrôlée directement par TransCanada dans la province à plus de 1 300 MW.

En 2001, l'exploitation commerciale a débuté à la centrale électrique de Cancarb de TransCanada, qui est attenante à son installation de production de noir de carbone thermique. Cette installation ressemble aux autres installations de cogénération en Alberta, sauf que la centrale électrique et l'entreprise réceptrice appartiennent à TransCanada. La centrale est entièrement alimentée par l'énergie résiduelle de l'installation de Cancarb, et sa production d'électricité est vendue à la ville de Medicine Hat en vertu d'un contrat à long terme.

S.E.C. ÉLECTRICITÉ

Les résultats de S.E.C. Électricité comprennent le bénéfice tiré du placement de TransCanada dans S.E.C. Électricité. Cette société en commandite constitue le plus grand fonds à revenu ouvert du secteur de l'électricité au Canada et possède six centrales électriques au Canada et une septième aux États-Unis. Ces centrales sont alimentées au gaz naturel, à la chaleur résiduelle, aux déchets de bois ou avec ces trois sources à la fois.

Le bénéfice d'exploitation tiré du placement de TransCanada dans S.E.C. Électricité a augmenté de 6 millions de dollars, ou 18 pour cent, comparativement à 2000 en raison de la participation supérieure détenue durant la plus grande partie de 2001. En échange de la construction de la centrale de Calstock, TransCanada a reçu 4,4 millions de parts de société de S.E.C. Électricité, qui sont devenues admissibles aux distributions en octobre 2000, au moment de l'achèvement et de la mise en exploitation de l'installation. La participation de TransCanada a alors augmenté, pour passer de 32,7 pour cent à 41,6 pour cent. Dans le cadre d'un appel public à l'épargne en octobre 2001, S.E.C. Électricité a émis environ 5,7 millions de parts, ce qui a réduit la participation de TransCanada, qui est passée de 41,6 pour cent à 35,6 pour cent. Le 31 décembre 2001, le cours de clôture des parts de S.E.C. Électricité à la Bourse de Toronto était de 31,75 \$. À cette date, TransCanada détenait environ 14,0 millions de parts de S.E.C. Électricité.

CANCARB

La centrale de Cancarb est entrée en exploitation commerciale en janvier 2001. Cette centrale de 27 MW est alimentée au moyen de la chaleur résiduelle provenant de l'installation de noir de carbone thermique attenante.

CURTIS PALMER

En juillet 2001, TransCanada a fait l'acquisition de l'installation de Curtis Palmer, près de Corinth (New York). Il s'agit de la première centrale hydroélectrique de la Société. Toute sa production sera vendue en vertu d'un contrat à prix fixe à long terme.

TransCanada assure des services de gestion à S.E.C. Électricité. Ces services et la participation de TransCanada dans la société en commandite font de cette dernière un actif clé en vue d'assurer la croissance de l'entreprise d'électricité de TransCanada. S.E.C. Électricité a connu une croissance soutenue depuis sa création vers le milieu de 1997 et poursuivra sur sa lancée dans l'avenir. Cette croissance et le maintien prévu des flux de trésorerie ont incité S.E.C. Électricité à majorer ses distributions trimestrielles, pour les faire passer de 0,60 \$ par part à 0,63 \$ par part en juin 2001.

Perspectives

L'entreprise d'électricité représente la possibilité de croissance à court terme la plus prometteuse pour TransCanada et demeurera un secteur de croissance stratégique à long terme. TransCanada a pris l'engagement d'assurer la croissance de l'entreprise d'électricité grâce à un amalgame d'acquisitions, d'aménagement de nouvelles installations propres, d'expansion de ses entreprises actuelles et d'intensification de sa présence sur le marché de l'électricité en Amérique du Nord. Cette croissance sera axée sur les marchés cibles de la Société au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis. Elle se fondera sur une compréhension profonde des indicateurs de base des marchés visés, sur l'exploitation des occasions qui se présenteront et sur des méthodes de gestion des risques qui seront semblables à celles qui expliquent le grand succès qu'a connu S.E.C. Électricité jusqu'à maintenant.

TransCanada assurera la croissance de l'entreprise d'électricité en 2002 et par la suite. À cette fin, la Société mettra sur les occasions qu'offrent la déréglementation et les autres forces du marché, et ajoutera de nouveaux approvisionnements d'électricité. Pour l'entreprise d'électricité, l'excellence opérationnelle demeurera une priorité de tous les instants au moment d'aménager de nouvelles installations. L'expansion des établissements du nord-est des États-Unis et des établissements de l'Ouest continuera de s'appuyer sur un portefeuille équilibré d'opérations à court terme dans le cadre des activités actuelles et de nouvelles occasions, jumelées à des ventes à moyen et à long terme à des clients industriels. L'entreprise d'électricité examinera de nouvelles acquisitions possibles d'envergure variée dans les marchés ciblés qui cadrent avec ses objectifs stratégiques. Forte du succès obtenu dans les marchés déréglementés en Alberta et en Nouvelle-Angleterre, TransCanada mettra sur l'expérience acquise pour saisir les occasions découlant de la déréglementation du marché de l'Ontario durant la première moitié de 2002. L'entreprise d'électricité entend rechercher de nouvelles possibilités de commercialisation et d'acquisitions directement ou par l'entremise de S.E.C. Électricité.

RISQUES D'ENTREPRISE

Capacité disponible des centrales

Le maintien de la capacité disponible des centrales est l'un des facteurs critiques du succès futur de l'entreprise d'électricité, et ce risque est atténué par l'engagement d'assurer un excellent rendement d'exploitation dans chacune des centrales électriques. Cet engagement continuera de guider l'entreprise en 2002 et par la suite.

Fluctuations des prix du marché

L'entreprise d'électricité exerce ses activités sur des marchés hautement concurrentiels principalement soumis à l'influence des prix. L'instabilité des prix de l'électricité est attribuable à des facteurs de marché tels que le coût du combustible des centrales électriques, de même que les fluctuations de l'offre et de la demande, qui sont elles-mêmes fortement influencées par les conditions météorologiques, les habitudes de consommation et la capacité disponible des centrales. Ces risques inhérents au marché sont gérés de diverses façons : conclusion de contrats d'achat et de vente à long terme, tant pour l'électricité produite que pour le combustible utilisé par les centrales; réglage de la production; appariement des centrales, des contrats ou de l'offre résultant des CAE par rapport à la demande des clients; prestation de services à des tiers, contre honoraires, pour contrer le risque auquel nous exposent directement les produits de base; et application du programme global de gestion des risques de TransCanada en ce qui concerne les risques de marché généraux et les risques de contrepartie. Les méthodes de gestion des risques de la Société sont décrites à la rubrique « Gestion des risques » et à la note 12 afférente aux états financiers.

Déréglementation

Une grande partie de l'industrie nord-américaine de l'électricité fait l'objet d'un processus de déréglementation dont le degré de réalisation varie d'une province ou d'un État à l'autre. TransCanada continue de surveiller le dossier de la déréglementation et de saisir les occasions d'investissement pertinentes à mesure qu'elles se présentent.

ANALYSE PAR LA DIRECTION

SIÈGE SOCIAL

POINTS SAILLANTS

Réduction des charges nettes : Exception faite des modifications apportées aux taux d'imposition, les charges nettes ont diminué de 34 millions de dollars, ou 32 pour cent, par rapport à 2000.

Diminution des charges financières : En 2001, la Société a réduit sa dette à long terme de 793 millions et remboursé des titres privilégiés pour un montant totalisant 318 millions de dollars, ce qui a fait baisser les charges financières.

Compression des coûts : La Société a de nouveau réduit ses charges générales et administratives en 2001.

APERÇU DES RÉSULTATS – SIÈGE SOCIAL

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Charges générales et administratives liées aux activités abandonnées	13	18	19
Charges financières indirectes et charges liées aux titres privilégiés	67	109	158
Intérêts créditeurs et autres produits	(13)	(49)	(22)
	67	78	155
Restructuration et autres charges	5	–	108
Charges nettes, après impôts	72	78	263

Le secteur Siège social reflète le montant net des charges non imputées aux secteurs d'activités, soit :

- **Charges générales et administratives liées aux services qui appuient les activités abandonnées :** Les charges générales de la Société liées aux activités abandonnées sont imputées au secteur Siège social.
- **Charges financières indirectes et charges liées aux titres privilégiés :** Les charges financières directes sont présentées dans les secteurs d'activité respectifs. Elles sont principalement liées aux titres d'emprunts et titres privilégiés se rapportant aux gazoducs détenus en propriété exclusive.
- **Charges de restructuration et autres charges :** Par suite du changement d'orientation stratégique de TransCanada en 1999, des charges de restructuration et autres charges liées aux activités poursuivies d'un montant de 108 millions de dollars, après impôts, ont été inscrites en 1999. Ces charges comprennent les frais se rapportant aux compressions des effectifs, à la rationalisation des biens immobiliers et à d'autres provisions ainsi qu'à des pertes de valeur d'éléments d'actif. En 2001, TransCanada a imputé un ajustement de 5 millions de dollars, après impôts, au titre de ces coûts.

Après impôts, les charges nettes du secteur Siège social, exception faite des charges de restructuration et autres charges, se sont établies à 67 millions de dollars en 2001, comparativement à 78 millions de dollars en 2000 et à 155 millions de dollars en 1999. La diminution en 2001 par rapport à 2000 est surtout attribuable au montant moins élevé des charges financières et des charges liées aux titres privilégiés par suite de soldes débiteurs nets inférieurs et du rachat de titres privilégiés. En outre, des recouvrements d'impôts d'un montant de 28 millions de dollars ont été inscrits en 2000 pour refléter l'incidence des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition. La diminution en 2000 par rapport à 1999 avait aussi résulté de la baisse des charges financières et des charges liées aux titres privilégiés. En 2001, les charges financières reflètent l'incidence sur un exercice complet des montants portés en réduction de la dette en 2000 ainsi que d'autres remboursements de la dette effectués en 2001.

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Flux de trésorerie liés à l'exploitation

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 1,514 milliard de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001, contre 1,283 milliard de dollars et 1,041 milliard de dollars pour 2000 et 1999, respectivement. L'entreprise de transport a été la principale source de flux de trésorerie liés à l'exploitation pour chacun des trois exercices.

La Société a réduit la dette à long terme et le nombre de titres privilégiés en 2000 et 2001. Elle a relevé ses flux de trésorerie liés à l'exploitation durant la même période. La capacité de TransCanada de générer à court terme et à long terme des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières pour assurer sa croissance future était supérieure au 31 décembre 2001 à ce qu'elle a été au cours des quelques dernières années.



Activités d'investissement

Exception faite des acquisitions, les dépenses en immobilisations ont totalisé 492 millions de dollars en 2001, soit 320 millions de dollars de moins qu'en 2000. Les dépenses en immobilisations en 2001 et en 2000 ont été affectées principalement à l'entretien des installations et au maintien de la capacité dans l'entreprise de transport, et à la construction de nouvelles centrales électriques en Alberta. En 1999, les dépenses en immobilisations avaient été d'environ 1,8 milliard de dollars, montant consacré principalement à l'expansion des gazoducs détenus en propriété exclusive et aux activités abandonnées.

TransCanada a acheté Curtis Palmer Hydroelectric Company, L.P. à International Paper Company en contrepartie de 438 millions de dollars en 2001. Les activités d'investissement de TransCanada en 2001 et 2000 englobent les produits de 1,17 milliard de dollars et de 2,23 milliards de dollars, respectivement, réalisés à la vente d'actifs non essentiels conformément aux plans de désinvestissement de la Société. Dans le cadre de ses activités d'investissement en 1999, TransCanada avait également réalisé un produit de 658 millions de dollars à l'aliénation d'actifs non essentiels.

Activités de financement

En 2001, TransCanada a affecté une partie de ses liquidités au remboursement d'une tranche de 793 millions de dollars de la dette à long terme et au rachat de titres privilégiés d'un montant de 318 millions de dollars. En 2000, TransCanada avait affecté le produit de l'aliénation d'éléments d'actif et des flux de trésorerie liés à l'exploitation, soit environ 2,5 milliards de dollars, au remboursement de la dette à long terme et au rachat d'actions privilégiées. Des dividendes et des charges liées aux titres privilégiés totalisant 517 millions de dollars ont été payés en 2001, comparativement à 536 millions de dollars et 664 millions de dollars en 2000 et 1999, respectivement.

En janvier 2002, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires; ce dernier passe de 0,225 \$ par action à 0,25 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2002. En janvier 2001, le conseil d'administration de TransCanada avait approuvé une majoration en raison de laquelle le dividende est passé de 0,20 \$ par action à 0,225 \$ par action pour le trimestre terminé le 31 mars 2001.

Les rentrées nettes liées aux activités de financement comprennent la quote-part de TransCanada de la réduction nette de la dette sans recours des coentreprises qui s'élève à 109 millions de dollars pour 2001. Ce montant reflète la dette sans recours remboursée au cours de l'exercice, qui a été contrebalancée en partie par l'émission de nouveaux titres d'emprunts. Les rentrées nettes liées aux activités concernant la dette sans recours des coentreprises s'étaient élevées à 122 millions de dollars en 2000, comparativement à 13 millions de dollars en 1999.

Activités de crédit

Au 31 décembre 2001, TransCanada disposait de lignes de crédit inutilisées de 1,8 milliard de dollars à l'appui de son programme de papier commercial et pour ses besoins généraux. Au 31 décembre 2001, la Société avait prélevé environ 100 millions de dollars sur ses lignes de crédit pour des lettres de crédit à l'appui de ses arrangements commerciaux courants. TransCanada était en mesure d'émettre 750 millions de dollars US de billets à moyen terme en vertu de ses programmes de billets à moyen terme au Canada et aux États-Unis au 31 décembre 2001.

Obligations et engagements

Au 31 décembre 2001, la dette à long terme totalisait 9,830 milliards de dollars, comparativement à 10,540 milliards de dollars au 31 décembre 2000. Le total de la dette sans recours des coentreprises au 31 décembre 2001, soit 1,339 milliard de dollars, était comparable au montant de 1,325 milliard de dollars inscrit à l'exercice précédent. Le total des billets à payer, y compris ceux des coentreprises, s'établissait à 343 millions de dollars, comparativement à 200 millions de dollars au 31 décembre 2000. La dette et les billets à payer des coentreprises ne donne lieu à aucun recours contre TransCanada. La garantie fournie par chaque coentreprise se limite à ses droits et à ses éléments d'actif, et ne s'applique pas aux droits et aux éléments d'actif de TransCanada, sauf dans la mesure de sa participation.

Au 31 décembre 2001, les remboursements obligatoires de la dette du fait des échéances et des exigences au titre des fonds d'amortissement liées à la dette à long terme et à la quote-part de la dette sans recours des coentreprises s'établissent comme suit :

REMBOURSEMENTS OBLIGATOIRES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007+
Dette à long terme	483	550	370	358	503	7 566
Dette sans recours des coentreprises	44	231	38	339	26	661

TransCanada n'avait conclu aucun contrat de location-exploitation important au 31 décembre 2001. La Société n'était liée par aucune garantie sur la dette à long terme de tiers non apparentés au 31 décembre 2001. TransCanada et les sociétés du même groupe sont liées par des contrats à long terme de transport du gaz naturel et d'achat de gaz naturel et d'autres engagements d'achat. Tous ces contrats ont été conclus aux prix du marché dans le cours normal des affaires.

TransCanada a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement des titres de créances de TransGas de Occidente, S.A. (TransGas), advenant que, par suite de modifications législatives, TransGas ne dispose pas des fonds suffisants pour rembourser l'intérêt et le capital des titres de créance de 240 millions de dollars US émis auprès du public. La Société détient une participation indirecte de 46,5 pour cent dans TransGas. Aux termes de l'accord, la Société et une autre grande multinationale pourraient être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires font défaut de verser leur apport. Tout paiement effectué par TransCanada aux termes de cet accord est converti en actions de TransGas. Le risque éventuel dépend de l'incidence de toute modification législative sur la capacité de TransGas d'assurer le service de sa dette. Depuis l'émission des titres de créances en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; ces risques n'ont donc engendré aucun risque pour TransCanada. Les titres de créance viennent à échéance en 2010.

Au 31 décembre 2001, TransCanada détenait une participation de 35,6 pour cent dans S.E.C. Électricité, société en commandite ouverte. Le 30 juin 2017, la société en commandite rachètera toutes les parts en circulation non détenues directement ou indirectement par TransCanada à leur juste valeur marchande, soit la moyenne des justes valeurs marchandes qui leur seront attribuées par des évaluateurs indépendants, majorée de toutes les distributions déclarées mais non versées de fonds distribuables sur ces parts (le prix de rachat). Le prix de rachat sera réglé par TransCanada au comptant ou, à son gré, sous forme d'actions ordinaires de TransCanada ou d'une combinaison de comptant et d'actions ordinaires.

TransCanada a consenti à S.E.C. Électricité une ligne de crédit d'exploitation de 50 millions de dollars. Au 31 décembre 2001, le montant prélevé sur cette ligne de crédit totalisait 15,9 millions de dollars comparativement à 4,0 millions de dollars au 31 décembre 2000.

Au 31 décembre 2001, TransCanada détenait une participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte. Le 28 mai 2001, TC PipeLines, LP a renouvelé auprès d'une filiale de TransCanada sa facilité de crédit renouvelable de deux ans d'un montant de 40 millions de dollars (facilité de crédit de TransCanada). Aux 31 décembre 2001 et 2000, la société en commandite n'avait fait aucun prélèvement de fonds aux termes de la facilité de crédit de TransCanada.

GESTION DES RISQUES

TransCanada gère les risques de marché auxquels elle est exposée conformément aux lignes de conduite de la Société en matière de risque de marché et de ses limites de position. Les principaux risques de marché auxquels la Société est exposée sont attribuables à la volatilité des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. La Société est également exposée au risque de perte découlant du défaut éventuel des contreparties d'honorer leurs engagements financiers contractuels.

La haute direction examine ces risques et en fait rapport régulièrement au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration.

Gestion du risque de prix – Commercialisation de l'électricité

Pour gérer les risques de marché auxquels elle est exposée en raison d'accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la Société négocie des positions compensatrices et des instruments financiers dérivés. Les risques de marché sont quantifiés selon la méthode de la valeur à risques et sont examinés chaque semaine par la haute direction.

La position de l'actif net évaluée à la valeur du marché des contrats de commerce d'énergie de l'entreprise d'électricité s'établissait à 333 millions de dollars au 31 décembre 2001. Ce chiffre comprend un montant de 314 millions de dollars lié aux paiements initiaux de la Société pour les CAE de Sundance A et B, et s'appuie sur la mise à jour de l'analyse des flux monétaires actualisés, et 19 millions de dollars au titre d'autres opérations. La position de l'actif net évaluée à la valeur du marché pour les autres activités de négociation a été déterminée à l'aide des prix pratiqués sur les marchés publics, et la presque totalité de ces positions viennent à échéance d'ici le 31 décembre 2002. La position de l'actif net évaluée à la valeur du marché a augmenté de 84 millions de dollars en 2001, y compris le paiement de 110 millions de dollars au titre de la CAE de Sundance B.

Gestion du risque financier

TransCanada surveille les risques de marché financier liés à ses investissements dans des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère, à ses portefeuilles d'emprunts à long terme visant ses entreprises tant réglementées que non réglementées ainsi qu'à ses opérations libellées en monnaie étrangère. La Société gère les risques de marché découlant de ces activités commerciales en déterminant des positions compensatrices ou en ayant recours à des instruments financiers dérivés.

Les pratiques adoptées par la Société pour gérer le risque de marché sont décrites à la rubrique Gestion des risques de change et des taux d'intérêt de la note 12 afférente aux états financiers consolidés.

Gestion du risque de contrepartie

Le risque de contrepartie concerne la capacité de la contrepartie d'honorer ses engagements de paiement en temps opportun aux termes des modalités de la convention ou du contrat passé. Le risque de contrepartie est atténué par l'exécution d'évaluations financières visant à déterminer la solvabilité d'une contrepartie, à établir des limites de risque et à surveiller les risques en regard de ces limites, ainsi qu'à obtenir des garanties financières lorsque les circonstances le justifient.

Les pratiques et positions adoptées par la Société pour gérer le risque de contrepartie sont décrites à la rubrique Risque de crédit de la note 12 afférente aux états financiers consolidés.

CONVENTION COMPTABLE D'IMPORTANCE CRITIQUE

La Société comptabilise les incidences de la réglementation des prix conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) définis dans la note 1 afférente aux états financiers consolidés. L'application de ces principes comptables exige le respect de trois critères : les prix des services ou activités réglementés doivent être soumis à l'approbation d'un organisme de réglementation, les prix réglementés doivent être conçus de façon à permettre de recouvrer les coûts de la prestation des services ou produits, et on doit pouvoir présumer avec une certitude raisonnable que des prix établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés et seront récupérés des clients à la lumière de la demande de services et produits et de la concurrence directe et indirecte. La direction estime que ces trois critères ont été respectés. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient en ce que, pour que soit réalisé comme il convient l'appariement des produits et des charges, le moment de la constatation de certaines charges et de certains produits peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre en vertu des PCGR. Les deux exemples les plus significatifs ont trait à la comptabilisation des impôts sur les bénéfices selon la méthode de l'impôt exigible et au report des pertes de change, comme il est indiqué aux notes 13 et 7 afférentes aux états financiers consolidés, respectivement.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Résultat par action

Depuis le 1^{er} janvier 2001, la Société suit la nouvelle norme de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) relativement au résultat par action. En vertu de la nouvelle norme, le bénéfice dilué par action doit être calculé en appliquant la méthode du rachat d'actions, plutôt que la méthode des profits théoriques, pour déterminer l'effet dilutif des bons de souscription, des options et des instruments équivalents. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, mais elle n'a pas eu d'incidence importante sur le bénéfice par action antérieurement déclaré.

Relations de couverture

En novembre 2001, le Conseil des normes comptables de l'ICCA a adopté la Note d'orientation concernant la comptabilité NOC-13, *Relations de couverture*, qui définit les normes de documentation et d'efficacité des relations de couverture. Les dispositions de cette note sont identiques, pour l'essentiel, aux exigences correspondantes du Statement of Financial Accounting Standard (SFAS) No. 133 que la Société avait adopté aux fins des PCGR des États-Unis à compter du 1^{er} janvier 2001. La Société n'entrevoit pas que la nouvelle exigence canadienne ait une incidence importante sur ses états financiers.

Conversion des devises étrangères

La Société adoptera, à compter du 1^{er} janvier 2002, une modification qui a été apportée en novembre 2001 au chapitre 1650 du *Manuel de l'ICCA*, « Conversion des devises étrangères ». Cette modification supprime le report et l'amortissement des gains et des pertes de change non matérialisés au titre des éléments monétaires libellés en monnaie étrangère dont la durée de vie prédéterminée ou prévisible s'étend au-delà de la fin de l'exercice subséquent. L'incidence de l'application de cette modification sur les états financiers de la Société ne devrait pas être importante compte tenu des pratiques de couverture et des conventions comptables réglementaires auxquelles la Société est assujettie.

Rémunération à base d'actions

En novembre 2001, le chapitre « Rémunérations et autres paiements à base d'actions » du *Manuel de l'ICCA* a été publié; la Société l'adoptera à compter du 1^{er} janvier 2002. Ce chapitre est conforme au SFAS No. 123 que la Société avait adopté aux fins des PCGR des États-Unis. L'incidence de l'application de cette modification sur les états financiers de la Société ne devrait pas être importante.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

TransCanada a réalisé un produit d'environ 3,4 milliards de dollars à la vente d'éléments d'actif liés à l'ensemble des activités abandonnées.

REVUE FINANCIÈRE

En avril 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (plan d'avril) visant à aliéner ANGUS Chemical Company, l'entreprise du secteur intermédiaire de TransCanada aux États-Unis, et l'entreprise de commercialisation de produits raffinés et de liquides du gaz naturel aux États-Unis. En décembre 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (plan de décembre) visant l'aliénation de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises. En juillet 2001, le conseil d'administration a approuvé un plan

visant l'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société. L'entreprise de commercialisation du gaz assurait la prestation de services d'approvisionnement, de transport et de gestion des biens et fournissait des produits et services financiers structurés à ses clients au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis.

Ces entreprises sont comptabilisées en tant qu'activités abandonnées. Les actifs et les passifs, le bénéfice net (la perte nette) et les flux de trésorerie liés à l'exploitation sont présentés en tant qu'activités abandonnées dans les états financiers consolidés, et les chiffres correspondants des exercices antérieurs ont été retraités.

En 1999, la Société avait inscrit une perte de 534 millions de dollars au titre des activités abandonnées. Ce montant comprend un gain net de 20 millions de dollars lié au plan d'avril (essentiellement achevé en 1999), une perte nette de 439 millions de dollars, des pertes de valeur d'éléments d'actif de 159 millions de dollars et un bénéfice antérieur à l'approbation du plan de 54 millions de dollars relativement au plan de décembre 1999, ainsi qu'une perte antérieure à l'approbation du plan de 10 millions de dollars liée à la commercialisation du gaz.

En 2000, la Société a constaté un gain net de 61 millions de dollars au titre des activités abandonnées. Ce montant comprend des pertes d'exploitation de 139 millions de dollars liées à l'entreprise de commercialisation du gaz antérieures à l'approbation du plan ainsi qu'un gain net de 200 millions de dollars lié au plan de décembre et découlant principalement de l'excédent du produit sur les prévisions initiales.

En 2001, la Société a constaté une perte nette de 67 millions de dollars au titre des activités abandonnées. Ce montant comprend une perte nette de 90 millions de dollars, fondée sur les évaluations faites par la direction au sujet du produit et des coûts d'aliénation, et un bénéfice net de 3 millions de dollars antérieur à l'approbation du plan relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz. En 2001, la Société a également constaté un ajustement positif de 20 millions de dollars, après impôts, au plan de décembre, qui était essentiellement achevé au 31 décembre 2001. Des ajustements supplémentaires à l'évaluation de la perte d'aliénation nette seront constatés en tant que gain ou perte au titre des activités abandonnées dans la période où de tels changements sont déterminés.

L'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société était essentiellement achevée au 31 décembre 2001. TransCanada continue d'assumer une responsabilité éventuelle relativement à des obligations aux termes de certains contrats liés à l'entreprise de commercialisation du gaz qui a été aliénée. La Société a reporté la constatation de gains après impôts d'environ 100 millions de dollars, qui ont découlé de ces ventes, et les a inclus dans une provision au titre des activités abandonnées dans le bilan au 31 décembre 2001. Ces gains seront constatés dans le bénéfice découlant des activités abandonnées en fonction de la réduction des risques sous-jacents. Aux termes des ententes contractuelles connexes et dans le cours normal des affaires, les volumes sous-jacents liés à ces contrats devraient diminuer au fil du temps, et la majorité des volumes devraient diminuer en 2002. Le passif éventuel aux termes de ces obligations, qui pourrait être important, est conditionnel à certains événements futurs, dont il n'est pas possible de déterminer s'ils se produiront et le montant de ces obligations, le cas échéant, dépendra des prix et des conditions prévalant sur le marché dans le futur. Les acheteurs de l'entreprise de commercialisation du gaz ont convenu d'indemniser TransCanada advenant que la Société soit dans l'obligation de respecter de telles obligations.

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

Les principales données financières trimestrielles consolidées des exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2000 sont présentées sous la rubrique « Principales données financières trimestrielles consolidées » à la page 69 du rapport annuel et sont intégrées à la présente analyse par renvoi.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

La présente analyse par la direction contient des informations prospectives qui sont assujetties à des risques et des incertitudes importants. Les résultats ou événements prévus dans ces informations pourraient différer des résultats ou des événements qui se produiront. Les facteurs en raison desquels les résultats ou événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les décisions des organismes de réglementation, les facteurs de concurrence dans le secteur des gazoducs et de l'électricité ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. Pour obtenir des renseignements complémentaires sur ces facteurs et sur d'autres, prière de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada et de la *Securities and Exchange Commission* des États-Unis. TransCanada n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser quelque énoncé prospectif, que ce soit à la suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour toute autre raison.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS DE 2001

RAPPORT DE LA DIRECTION

Les états financiers consolidés qui figurent au rapport annuel sont la responsabilité de la direction et ont été approuvés par le conseil d'administration de la Société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Les informations financières contenues dans d'autres parties du présent rapport annuel concordent avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

La direction a rédigé une analyse par la direction (APD) qui se fonde sur les résultats financiers de la Société, lesquels ont été établis conformément aux PCGR canadiens. L'APD, qui compare la performance financière de la Société pour les exercices 2001 et 2000, devrait être lue à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. De plus, l'APD met en relief les changements importants qui sont survenus entre 1999 et 2000. La note 20 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence des différences importantes entre les PCGR canadiens et américains sur les états financiers consolidés.

La direction a mis au point et maintient un système de contrôles comptables internes comprenant un programme de vérifications internes. La direction est d'avis que ces contrôles permettent d'assurer, avec un degré de certitude raisonnable, que les livres et les registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôles comptables internes, la direction communique aux employés les principes directeurs de la Société en matière d'éthique.

Le conseil d'administration a formé un comité de vérification et de gestion des risques composé d'administrateurs qui ne sont pas reliés à la Société et qui n'en sont pas des dirigeants. Au cours de l'exercice, le comité de vérification et de gestion des risques rencontre au moins quatre fois la direction ainsi que les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, séparément ou en groupe. Ce comité examine les états financiers consolidés de la Société avec la direction et les vérificateurs externes avant que ces états ne soient soumis au conseil d'administration pour approbation. Les vérificateurs internes et externes ont entière liberté de communiquer avec le comité de vérification et de gestion des risques, sans l'autorisation préalable de la direction.

Les vérificateurs indépendants, KPMG s.r.l., ont été nommés par les actionnaires afin qu'ils expriment leur opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie selon les principes comptables généralement reconnus au Canada. Le rapport de KPMG s.r.l., qui est reproduit à la page 44, fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et chef de la direction,



HAROLD N. KVISLE

Le vice-président directeur et chef des finances,



RUSSELL K. GIRLING

Le 25 février 2002

ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2001	2000	1999
Produits	5 249	4 421	4 239
Charges			
Charges d'exploitation	2 313	1 672	1 689
Amortissement	793	737	696
Restructuration et autres coûts (note 18)	8	-	170
	3 114	2 409	2 555
Bénéfice d'exploitation	2 135	2 012	1 684
Autres charges (produits)			
Charges financières (note 7)	895	951	1 009
Charges financières des coentreprises (note 8)	107	113	120
Provision pour fonds utilisés pendant la construction	(5)	(8)	(46)
Intérêts créditeurs et autres produits	(72)	(107)	(38)
Gain à la vente d'actifs	-	(37)	(91)
	925	912	954
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	1 210	1 100	730
Impôts sur les bénéfices (note 13)	473	371	178
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	737	729	552
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées (note 19)	(67)	61	(534)
Bénéfice net	670	790	18
Charges liées aux titres privilégiés (note 9)	45	44	46
Dividendes sur actions privilégiées	22	35	52
Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires	603	711	(80)
Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires			
Activités poursuivies	670	650	454
Activités abandonnées	(67)	61	(534)
	603	711	(80)
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par action (note 11)			
Activités poursuivies	1,41 \$	1,37 \$	0,94 \$
Activités abandonnées	(0,14)	0,13	(1,13)
	1,27 \$	1,50 \$	(0,19) \$

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	737	729	552
Amortissement	793	737	696
Variation de la position nette non matérialisée sur des contrats de commerce d'énergie (note 12)	26	(37)	-
Impôts futurs	120	91	(108)
Gain à la vente d'actifs	-	(37)	(91)
Paiement lié à une convention d'achat d'électricité	(110)	(212)	-
Autres	(52)	12	(8)
Fonds provenant des activités poursuivies	1 514	1 283	1 041
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation (note 16)	170	(416)	237
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation poursuivies	1 684	867	1 278
Rentrées nettes (sorties nettes) liées aux activités d'exploitation	(659)	853	18
	1 025	1 720	1 296
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(492)	(812)	(1 824)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(475)	(111)	(56)
Aliénation d'éléments d'actif	1 170	2 233	658
Montants reportés et autres	30	(31)	42
Rentrées nettes (sorties nettes) liées aux activités d'investissement	233	1 279	(1 180)
Activités de financement			
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(517)	(536)	(664)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	186	(25)	(228)
Dette à long terme émise	-	-	1 204
Réduction de la dette à long terme	(793)	(2 139)	(699)
Dette sans recours émise par les coentreprises	23	404	161
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(132)	(282)	(148)
Parts de coentreprise émises	59	-	312
Titres privilégiés rachetés	(318)	-	-
Actions privilégiées émises	-	-	194
Actions privilégiées rachetées	-	(328)	(396)
Actions ordinaires émises	24	5	204
Sorties nettes liées aux activités de financement	(1 468)	(2 901)	(60)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(210)	98	56
Encaisse et placements à court terme			
Au début de l'exercice	509	411	355
Encaisse et placements à court terme			
À la fin de l'exercice	299	509	411

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

BILANS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	299	509
Débiteurs	551	575
Stocks	169	216
Autres	42	28
Gains non matérialisés sur contrats de commerce d'énergie (note 12)	152	582
Actif à court terme lié aux activités abandonnées (note 19)	113	3 473
	<u>1 326</u>	<u>5 383</u>
Gains non matérialisés sur contrats de commerce d'énergie (note 12)	365	379
Placements à long terme (note 6)	268	235
Immobilisations corporelles (notes 4, 7 et 8)	17 849	17 709
Autres éléments d'actif	71	70
Impôts futurs (note 13)	–	189
Actif à long terme lié aux activités abandonnées (note 19)	212	1 583
	<u>20 091</u>	<u>25 548</u>
PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 14)	343	200
Créditeurs	670	594
Intérêts courus	233	264
Tranche de la dette à long terme échéant à court terme (note 7)	483	612
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à court terme (note 8)	44	29
Provision pour perte découlant des activités abandonnées (note 19)	264	128
Pertes non matérialisées sur contrats de commerce d'énergie (note 12)	72	542
Passif à court terme lié aux activités abandonnées (note 19)	116	3 882
	<u>2 225</u>	<u>6 251</u>
Pertes non matérialisées sur contrats de commerce d'énergie (note 12)	112	170
Montants reportés	326	331
Dette à long terme (note 7)	9 347	9 928
Impôts futurs (note 13)	47	–
Dette sans recours des coentreprises (note 8)	1 295	1 296
Débtentures subordonnées de rang inférieur (note 9)	237	243
Passif à long terme lié aux activités abandonnées (note 19)	9	741
	<u>13 598</u>	<u>18 960</u>
Avoir des actionnaires		
Titres privilégiés (note 9)	675	969
Actions privilégiées (note 10)	389	389
Actions ordinaires (note 11)	4 564	4 540
Surplus d'apport	263	263
Bénéfices non répartis	589	414
Redressement au titre du change (note 12)	13	13
	<u>6 493</u>	<u>6 588</u>
Engagements et éventualités (note 17)	–	–
	<u>20 091</u>	<u>25 548</u>

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration :



HAROLD N. KVISLE
administrateur



HARRY G. SCHAEFER
administrateur

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Solde au début de l'exercice	414	119	740
Bénéfice net	670	790	18
Charges liées aux titres privilégiés	(45)	(44)	(46)
Dividendes sur actions privilégiées	(22)	(35)	(52)
Dividendes sur actions ordinaires	(428)	(379)	(527)
Modifications comptables	-	(37)	(3)
Autres	-	-	(11)
	589	414	119

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux actionnaires de TransCanada PipeLines Limited

Nous avons vérifié les bilans de TransCanada PipeLines Limited aux 31 décembre 2001 et 2000 ainsi que les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2001. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2001 et 2000, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2001 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

COMPTABLES AGRÉÉS

Calgary, Canada

Le 25 février 2002

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

TransCanada PipeLines Limited (la Société ou TransCanada) est l'une des plus importantes sociétés énergétiques en Amérique du Nord. TransCanada exerce ses activités dans deux secteurs, le transport et l'électricité, chacune des entreprises proposant des produits et services différents.

TRANSPORT

L'entreprise de transport détient et exploite un réseau de transport de gaz naturel en Alberta (le réseau de l'Alberta), le réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière est de l'Alberta jusqu'au Québec (le réseau principal au Canada) et un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière ouest de l'Alberta jusque dans le sud-est de la Colombie-Britannique (le réseau de la Colombie-Britannique). En outre, elle détient les participations que possède la Société dans d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis, et elle exerce des activités de recherche et d'aménagement de nouvelles installations de transport de gaz naturel au Canada et aux États-Unis.

ÉLECTRICITÉ

L'entreprise d'électricité construit, détient et exploite des centrales électriques, commercialise l'électricité et en fait le commerce. Cette entreprise exerce ses activités au Canada et aux États-Unis.

NOTE 1 – CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la Société ont été dressés par la direction, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada (PCGR canadiens), lesquels, à certains égards, diffèrent des principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR américains). La note 20 explique les principales différences. Les montants sont présentés en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Les états financiers de la Société tiennent compte du plan approuvé par le conseil d'administration en 2001 en vue de l'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz, qui est comprise dans les activités abandonnées. Tous les résultats comparatifs de périodes antérieures ont été reclassés pour tenir compte de la commercialisation du gaz en tant qu'activités abandonnées. Certains autres chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé.

Étant donné que la détermination des montants relatifs à de nombreux actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, l'établissement des présents états financiers consolidés exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent beaucoup de jugement. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable et ils cadrent avec les principales conventions comptables résumées ci-après.

PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les états financiers englobent les comptes de TransCanada PipeLines Limited et ceux de ses filiales ainsi que sa quote-part des comptes de ses coentreprises. La Société suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser ses participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

RÉGLEMENTATION

Le réseau de l'Alberta est assujéti à la réglementation de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA), tandis que les activités du réseau principal au Canada et du réseau de la Colombie-Britannique relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (ONÉ). La réglementation s'applique à toutes les activités de transport de gaz naturel au Canada en ce qui concerne la détermination des droits, la construction et l'exploitation. En novembre 2001, l'ONÉ a approuvé la demande de droits et tarifs de 2001 et 2002 de TransCanada pour le réseau principal au Canada, ce qui a permis de régler toutes les questions, exception faite du coût du capital. L'ONÉ a également déterminé que les droits provisoires demeureront en vigueur jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue au sujet du coût du capital. Tout ajustement aux droits provisoires sera constaté conformément à la décision finale de l'ONÉ. Les gazoducs aux États-Unis, la centrale électrique d'Ocean State Power et la centrale de Curtis Palmer sont également soumis à l'autorité d'organismes de réglementation. Pour que soit réalisé comme il convient le rapprochement des produits et des charges, le moment choisi pour comptabiliser certains produits et charges de ces entreprises peut différer de celui auquel on devrait normalement s'attendre en vertu des principes comptables généralement reconnus.

ENCAISSE ET PLACEMENTS À COURT TERME

Les placements à court terme de la Société dont l'échéance est de trois mois ou moins sont considérés comme des quasi-espèces et sont inscrits au coût, qui s'approche de leur valeur marchande.

STOCKS

Les stocks sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants.

IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Transport

Les immobilisations corporelles liées aux activités de transport de gaz naturel sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire. Les gazoducs et les stations de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre deux et cinq pour cent; des taux divers s'appliquent aux postes de comptage et autres immobilisations. Les frais d'enlèvement des immobilisations et de restauration des lieux ne peuvent être déterminés; ils sont inscrits lorsqu'ils peuvent être estimés au prix d'un effort raisonnable, et dans la mesure où ils sont approuvés par les organismes de réglementation. Une provision pour fonds utilisés pendant la construction est capitalisée et incluse dans le coût des installations de transport de gaz naturel; le taux utilisé pour le calcul de cette provision est le taux de rendement sur la base tarifaire autorisé par les organismes de réglementation.

Électricité et autres

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation prévue estimative et à des taux annuels moyens variant généralement entre deux et cinq pour cent. Les autres immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation prévue estimative et à des taux annuels moyens variant généralement entre quatre et vingt pour cent.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode de l'impôt exigible est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices aux fins de la tarification dans le cas des activités de transport de gaz naturel au Canada. Selon la méthode de l'impôt exigible, il n'est pas nécessaire de tenir compte des impôts sur les bénéfices. Cette méthode est également utilisée aux fins comptables, puisqu'on peut s'attendre avec une certitude raisonnable que les impôts futurs à payer seront inclus dans les coûts futurs du service et qu'ils seront alors constatés dans les produits d'exploitation. Pour le reste de ses activités, la Société applique la méthode du report d'impôts variable. En vertu de cette méthode, des actifs et passifs d'impôts futurs sont constatés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur assiette fiscale respective. Les actifs et passifs d'impôts futurs sont évalués au moyen de taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices durant lesquels les écarts temporaires devraient être soit réalisés, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice durant lequel elles surviennent.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la Société ne constitue pas de provision pour impôts canadiens, puisqu'elle considère que ces bénéfices sont réinvestis dans ces établissements étrangers pour une période indéterminée.

CONVERSION DES ÉLÉMENTS LIBELLÉS EN MONNAIE ÉTRANGÈRE

Les établissements étrangers de la Société sont autonomes et leurs comptes sont convertis en dollars canadiens selon la méthode du taux courant. Les redressements de conversion sont présentés au poste Redressement au titre du change, dans l'avoir des actionnaires.

Les gains ou les pertes de change liés au capital de la dette libellée en devises, des débentures subordonnées de rang inférieur et des titres privilégiés qui se rapportent au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient récupérés par le truchement de la tarification.

GESTION DU RISQUE DE PRIX ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La Société adopte des pratiques de gestion du risque de prix pour ses activités de commerce et à d'autres fins. Les activités de commerce sont assurées par la fonction de commercialisation de l'électricité de la Société et sont comptabilisées selon la méthode de l'évaluation à la valeur du marché. Les activités de commerce peuvent être exercées par le truchement d'une variété d'instruments conclus avec des tierces parties, y compris des contrats de livraison matérielle d'un produit énergétique de base, des contrats à terme normalisés cotés en bourse et comportant des règlements en espèces, des contrats à terme comportant un règlement en espèces ou une livraison matérielle de produit, des swaps prévoyant des paiements à des contreparties (ou reçus d'elles) en fonction de l'écart entre les prix fixes et les prix variables de produits de base, des options cotées en bourse ou sur un marché hors quote et d'autres types d'arrangements contractuels.

En vertu de la méthode de comptabilisation par évaluation à la valeur du marché, les contrats de commerce d'énergie sont inscrits à leur juste valeur dans le bilan consolidé. Les fluctuations des comptes du bilan découlent principalement de changements dans l'évaluation du portefeuille de contrats, de nouvelles opérations ainsi que de l'échéance et du règlement de certains contrats. Les prix du marché utilisés pour l'évaluation de ces opérations reflètent les hypothèses les plus probables de la direction, qui tiennent compte de différents facteurs comprenant les cours de clôture en bourse et les marchés hors quote, la valeur-temps et les facteurs de volatilité qui sous-tendent les engagements. Les valeurs sont ajustées pour tenir compte de l'incidence que pourrait avoir la liquidation ordonnée de la position de la Société sur une période raisonnable et aux conditions actuelles du marché, et pour refléter d'autres types de risque, y compris le risque de crédit.

Les gains et pertes nets non matérialisés constatés au cours d'un exercice donné sont inclus dans les produits, dans l'état consolidé des résultats. Ils découlent principalement d'opérations ayant eu lieu ou ayant été réglées pendant cet exercice et de l'incidence de l'évolution des prix sur les contrats en vigueur. Les rentrées et sorties de fonds liées aux contrats de commerce d'énergie sont constatées dans les flux de trésorerie liés à l'exploitation à mesure que les opérations en question sont réglées.

La Société a également recours à des instruments dérivés et à d'autres instruments financiers pour gérer le risque lié aux prix en rapport avec les activités de production d'électricité et le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt. Les gains ou les pertes attribuables aux instruments dérivés considérés comme instruments de couverture sont reportés et constatés au cours du même exercice et sous la même rubrique que les gains et les pertes découlant des opérations couvertes correspondantes. La constatation des gains ou des pertes attribuables aux instruments dérivés auxquels la Société a recours pour protéger les opérations afférentes au réseau de l'Alberta et au réseau principal au Canada est déterminée par le truchement du processus de réglementation.

Pour être comptabilisé à titre d'instrument de couverture, un instrument dérivé doit être désigné comme tel et être efficace. Un instrument de couverture des flux de trésorerie est efficace si les fluctuations des flux de trésorerie qui en découlent annulent presque entièrement les

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

fluctuations des flux de trésorerie attribuables à la position couverte et si ces flux de trésorerie se produisent en même temps. Un instrument de couverture de la juste valeur est efficace si sa juste valeur annule presque entièrement les fluctuations de la juste valeur de la position couverte. Si un instrument dérivé ne répond pas au critère de désignation ou au critère d'efficacité, le gain ou la perte qui en découle est constaté dans les résultats. Si un instrument dérivé admissible comme instrument de couverture est réglé par anticipation, le gain ou la perte en découlant est reporté et constaté en même temps que le gain ou la perte découlant de l'opération couverte. Toutes les primes que la Société paye ou reçoit en rapport avec les instruments dérivés constituant des instruments de couverture sont reportées et amorties sur la durée des contrats de couverture.

RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX

La Société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées. Le coût des prestations acquises dans le cadre des régimes à prestations déterminées et des autres avantages sociaux postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les hypothèses les plus probables de la direction relativement au rendement escompté des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé. Les actifs des régimes de retraite sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes de retraite est déterminé en fonction de valeurs liées au marché. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. Le gain actuariel net ou la perte actuarielle nette qui excède 10 pour cent de l'obligation au titre des prestations constituées ou la juste valeur des actifs des régimes, selon le plus élevé des deux montants, est amorti sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs.

NOTE 2 – MODIFICATIONS COMPTABLES

RÉSULTAT PAR ACTION

Depuis le 1^{er} janvier 2001, la Société suit la nouvelle norme de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) relativement au résultat par action. En vertu de la nouvelle norme, le bénéfice dilué par action doit être calculé en appliquant la méthode du rachat d'actions, plutôt que la méthode des profits théoriques, pour déterminer l'effet dilutif des bons de souscription, des options et des instruments équivalents. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, mais elle n'a pas eu d'incidence importante sur le bénéfice par action antérieurement déclaré.

NOTE 3 – INFORMATIONS SECTORIELLES

BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)¹

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)

2001

	Transport	Électricité	Siège social	Total
Produits	3 880	1 369	–	5 249
Charges d'exploitation	(1 226)	(1 064)	(23)	(2 313)
Amortissement	(753)	(37)	(3)	(793)
Restructuration et autres coûts	–	–	(8)	(8)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 901	268	(34)	2 135
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(856)	(15)	(91)	(962)
Charges financières des coentreprises	(98)	(9)	–	(107)
Autres produits	30	13	34	77
Impôts sur les bénéfices	(392)	(100)	19	(473)
Activités poursuivies	585	157	(72)	670
Activités abandonnées				(67)
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires				603

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)

2000

	Transport	Électricité	Siège social	Total
Produits	3 856	565	–	4 421
Charges d'exploitation	(1 252)	(389)	(31)	(1 672)
Amortissement	(698)	(35)	(4)	(737)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 906	141	(35)	2 012
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(877)	(3)	(150)	(1 030)
Charges financières des coentreprises	(101)	(12)	–	(113)
Autres produits	52	9	54	115
Gain à la vente d'actifs	11	26	–	37
Impôts sur les bénéfices	(368)	(56)	53	(371)
Activités poursuivies	623	105	(78)	650
Activités abandonnées				61
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires				711

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Exercice terminé le 31 décembre (en millions de dollars)	Transport	Électricité	Siège social	Total
1999				
Produits	3 789	450	–	4 239
Charges d'exploitation	(1 302)	(353)	(34)	(1 689)
Amortissement	(658)	(30)	(8)	(696)
Restructuration et autres coûts	–	–	(170)	(170)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 829	67	(212)	1 684
Charges financières et charges liées aux actions et titres privilégiés	(876)	–	(231)	(1 107)
Charges financières des coentreprises	(107)	(13)	–	(120)
Autres produits	46	9	29	84
Gain à la vente d'actifs	91	–	–	91
Impôts sur les bénéfices	(306)	(23)	151	(178)
Activités poursuivies	677	40	(263)	454
Activités abandonnées				(534)
Perte nette afférente aux actions ordinaires				(80)

¹ Le poste Restructuration et autres coûts de même que certains frais tels que les charges financières indirectes et les impôts sur les bénéfices connexes ne sont pas ventilés entre les secteurs aux fins de la détermination du bénéfice net de chaque secteur.

TOTAL DE L'ACTIF

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Transport	17 269	17 455
Électricité	2 083	1 954
Siège social	414	1 083
Activités poursuivies	19 766	20 492
Activités abandonnées	325	5 056
	20 091	25 548

RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Produits²			
Canada – marché intérieur	3 277	2 802	2 694
Canada – exportation	1 329	1 120	1 013
États-Unis	643	499	532
	5 249	4 421	4 239

² Les produits sont répartis entre les pays, selon le pays d'origine des produits ou services.

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Immobilisations corporelles		
Canada	15 704	16 125
États-Unis	2 145	1 584
	17 849	17 709

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Transport	285	354	1 186
Électricité	121	104	117
Siège social	34	60	20
Activités poursuivies	440	518	1 323
Activités abandonnées	52	294	501
	492	812	1 824

NOTE 4 – IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001			2000
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Valeur comptable nette
Transport				
Réseau de l'Alberta				
Gazoducs	4 810	1 607	3 203	3 192
Compression	1 489	413	1 076	1 069
Postes de comptage et autres	964	258	706	866
	7 263	2 278	4 985	5 127
En construction	33	–	33	53
	7 296	2 278	5 018	5 180
Réseau principal au Canada				
Gazoduc	8 659	2 708	5 951	6 132
Compression	3 400	738	2 662	2 727
Postes de comptage et autres	444	124	320	309
	12 503	3 570	8 933	9 168
En construction	21	–	21	34
	12 524	3 570	8 954	9 202
Gazoducs nord-américains et autres	3 998	1 484	2 514	2 445
	23 818	7 332	16 486	16 827
Électricité				
Installations de production d'électricité	1 620	366	1 254	725
Autres	77	34	43	46
	1 697	400	1 297	771
Siège social	124	58	66	111
	25 639	7 790	17 849	17 709

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 5 – PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES

(en millions de dollars)

	Participation	Quote-part de TransCanada				
		Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices Exercices terminés les 31 décembre			Actif net aux 31 décembre	
		2001	2000	1999	2001	2000
Secteur Transport						
Great Lakes	50,0 %	89	84	85	473	433
Iroquois	41,0 % ¹	27	22	20	132	88
Foothills	50,0 – 74,5 %	26	33	29	215	204
Trans Québec & Maritimes	50,0 %	15	14	13	80	82
TC Pipelines, LP	33,4 % ²	23	5	–	136	104
Autres	Diverses	19	15	33	40	43
Secteur Électricité						
S.E.C. TransCanada Électricité	35,6 % ³	21	21	17	253	236
ASTC Power Partnership	50,0 % ⁴	–	–	–	118	–
Ocean State Power	⁵	–	22	29	–	–
		220	216	226	1 447	1 190

¹ En 1999, la Société a porté sa participation dans Iroquois de 29,0 pour cent à 35,0 pour cent. En mai 2001, la Société a porté sa participation à 41,0 pour cent.

² En septembre 2000, par suite d'un changement dans la relation avec la société contrôlante, la participation dans TC Pipelines, LP n'est plus comptabilisée à la valeur de consolidation, mais selon la méthode de la consolidation proportionnelle.

³ En 1999, la Société a réduit sa participation dans S.E.C. TransCanada Électricité, pour la faire passer de 39,8 pour cent à 32,7 pour cent. En 2000, la Société a augmenté sa participation pour la faire passer à 41,6 pour cent, et en octobre 2001, elle l'a réduite pour la ramener à 35,6 pour cent.

⁴ En décembre 2001, la Société s'est portée acquéreur d'une participation de 50 pour cent dans ASTC Power Partnership, qui est située en Alberta et détient une convention d'achat d'électricité.

⁵ En octobre 2000, la Société a augmenté sa participation dans la centrale électrique d'Ocean State Power pour la faire passer de 70,1 pour cent à 100 pour cent, et ce placement a été consolidé par la suite.

Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2001 comprenaient une tranche de 347 millions de dollars (267 millions de dollars en 2000) qui représente les bénéfices non répartis de ces coentreprises.

INFORMATION FINANCIÈRE SOMMAIRE RELATIVE AUX COENTREPRISES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Résultats			
Produits	592	603	606
Charges d'exploitation	(172)	(155)	(139)
Amortissement	(119)	(132)	(138)
Charges financières et autres	(81)	(100)	(103)
Quote-part du bénéfice avant impôts des coentreprises	220	216	226

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Flux de trésorerie			
Exploitation	236	321	298
Activités d'investissement	(39)	(80)	(274)
Activités de financement	(246)	(240)	(61)
Quote-part de (la diminution) l'augmentation de l'encaisse et des placements à court terme des coentreprises	(49)	1	(37)

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Bilans		
Encaisse et placements à court terme	75	66
Autres éléments d'actif à court terme	92	75
Gains non matérialisés sur contrats de commerce d'énergie	110	–
Placements à long terme	132	123
Immobilisations corporelles	2 490	2 492
Autres actifs et montants reportés	25	(33)
Passif à court terme	(118)	(167)
Dette sans recours	(1 295)	(1 296)
Impôts futurs	(64)	(70)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	1 447	1 190

NOTE 6 – PLACEMENTS À LONG TERME

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Participations consolidées à la valeur de consolidation		
Northern Border	132	123
Portland	66	51
Autres	70	61
	268	235

La Société détient une participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP, qui détient une participation de 30,0 pour cent dans Northern Border Pipeline Company. Au 31 décembre 2001, la Société détenait une participation de 33,3 pour cent (21,4 pour cent en 2000) dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership. Les bénéfices non répartis consolidés au 31 décembre 2001 comprenaient une tranche de 40 millions de dollars (37 millions de dollars en 2000) qui représente les bénéfices réinvestis dans ces entreprises, dans lesquelles la Société a des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 7 – DETTE À LONG TERME

	Dates de remboursement	2001		2000	
		Encours au 31 décembre ¹	Taux d'intérêt moyen pondéré ²	Encours au 31 décembre ¹	Taux d'intérêt moyen pondéré ²
Réseau de l'Alberta					
Débitures et billets					
En dollars CA	2003 à 2024	819	11,0 %	840	11,1 %
En dollars US (625 \$ US en 2001 et 2000)	2002 à 2023	995	8,2 %	938	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2002 à 2030	774	7,4 %	791	7,4 %
En dollars US (233 \$ US en 2001; 333 \$ US en 2000)	2026 à 2029	371	7,7 %	499	7,3 %
Emprunts non garantis					
En dollars US (107 \$ US en 2001 et 2000)	2003	170	2,3 %	160	7,1 %
		<u>3 129</u>		<u>3 228</u>	
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification		(322)		(254)	
		<u>2 807</u>		<u>2 974</u>	
Réseau principal au Canada					
Obligations de première hypothèque sur le pipeline					
En livres sterling (£25 en 2001 et 2000)	2007	58	16,5 %	56	16,5 %
Débitures					
En dollars CA	2002 à 2020	1 455	10,9 %	1 455	10,9 %
En dollars US (800 \$ US en 2001 et 2000)	2012 à 2023	1 274	9,2 %	1 200	9,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2002 à 2031	2 585	7,1 %	2 932	7,1 %
En dollars US (120 \$ US en 2001 et 2000)	2010	191	6,1 %	180	6,1 %
		<u>5 563</u>		<u>5 823</u>	
Différence de change recouvrable par le truchement de la tarification		(337)		(250)	
		<u>5 226</u>		<u>5 573</u>	
Autres					
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2005 à 2030	342	6,6 %	342	6,6 %
En dollars US (665 \$ US en 2001; 785 \$ US en 2000)	2006 à 2029	1 059	6,8 %	1 178	6,8 %
Débitures subordonnées					
En dollars US (57 \$ US en 2001 et 2000)	2006	91	9,1 %	86	9,1 %
Dettes à long terme de filiales					
En dollars US (123 \$ US en 2001; 138 \$ US en 2000)	2002 à 2011	195	8,3 %	207	8,2 %
Emprunt non garanti					
En dollars CA	2003	110	8,4 %	180	7,6 %
		<u>1 797</u>		<u>1 993</u>	
		<u>9 830</u>		<u>10 540</u>	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à court terme		483		612	
		<u>9 347</u>		<u>9 928</u>	

¹ L'encours est indiqué en millions de dollars CA; les montants libellés en monnaies autres que le dollar CA sont indiqués en millions.

² Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs. En raison des swaps, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sont les suivants : emprunts non garantis en dollars US, Réseau de l'Alberta – 8,3 pour cent (8,3 pour cent en 2000); débitures subordonnées en dollars US, Autres – 8,9 pour cent (8,9 pour cent en 2000).

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

REMBOURSEMENTS OBLIGATOIRES

Les remboursements obligatoires de la dette à long terme de la Société du fait des échéances et des exigences au titre du fonds d'amortissement s'établissent à environ 483 millions de dollars pour 2002, 550 millions de dollars pour 2003, 370 millions de dollars pour 2004, 358 millions de dollars pour 2005 et 503 millions de dollars pour 2006.

BILLETS À MOYEN TERME

La Société a établi un programme de billets à moyen terme aux États-Unis. Au 31 décembre 2001, la Société pouvait émettre, en vertu de ce programme, des billets à moyen terme pour des montants pouvant atteindre 750 millions de dollars US.

RÉSEAU DE L'ALBERTA

Déventures

Des déventures totalisant 225 millions de dollars sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, aux dates de remboursement, le remboursement d'un maximum de 8 pour cent du montant en capital majoré des intérêts courus et impayés. Aucun remboursement n'avait été effectué au 31 décembre 2001.

RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

Obligations de première hypothèque sur le pipeline

L'acte de fiducie et d'hypothèque garantissant les obligations de première hypothèque sur le pipeline de la Société limite les charges spécifiques et variables aux éléments d'actif constitués du réseau principal actuel et futur au Canada et aux contrats actuels et futurs de transport de gaz naturel de la Société.

Billets à moyen terme

Des billets à moyen terme totalisant 148 millions de dollars sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, à des dates de remboursement en 2002 et 2003, le remboursement du montant en capital majoré des intérêts courus et impayés.

AUTRES

Billets à moyen terme

Des billets à moyen terme totalisant 150 millions de dollars et 145 millions de dollars US sont assortis de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, en 2005 et en 2004 respectivement, le remboursement du montant en capital majoré des intérêts courus et impayés. La Société, à son gré, peut rembourser les billets à moyen terme de 145 millions de dollars US en 2004. Si les billets à moyen terme libellés en dollars US demeurent impayés, le taux d'intérêt passera, en 2004, de 6,4 pour cent à un taux fondé sur le taux de rendement des obligations du Trésor des États-Unis à 30 ans majoré de l'écart avec les taux de crédit des sociétés en fonction du marché.

CHARGES FINANCIÈRES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Intérêt sur la dette à long terme	890	974	1 026
Reports et amortissements réglementés	(24)	(13)	6
Intérêts débiteurs et autres charges financières à court terme	38	47	58
	904	1 008	1 090
Charges financières – activités abandonnées	(9)	(57)	(81)
	895	951	1 009

La Société a effectué des paiements d'intérêts de 936 millions de dollars, de 1 024 millions de dollars et de 1 062 millions de dollars pour les exercices terminés les 31 décembre 2001, 2000 et 1999 respectivement.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 8 – DETTE SANS RECOURS DES COENTREPRISES

	Dates de remboursement	2001		2000	
		Encours au 31 décembre ¹	Taux d'intérêt moyen pondéré ²	Encours au 31 décembre ¹	Taux d'intérêt moyen pondéré ²
Great Lakes					
Billets de premier rang non garantis (284 \$ US en 2001; 297 \$ US en 2000)	2003 à 2030	452	8,1 %	446	8,2 %
Iroquois					
Emprunt bancaire (153 \$ US en 2001; 136 \$ US en 2000)	2009 à 2010	244	7,3 %	204	8,1 %
Foothills					
Billets de premier rang non garantis	2005	336	3,1 %	343	5,6 %
Billets de premier rang garantis	2005	63	6,3 %	65	8,4 %
Trans Québec & Maritimes					
Obligations de première hypothèque	2005 à 2010	143	7,3 %	143	7,3 %
Emprunt bancaire	2003	42	4,6 %	–	–
S.E.C. TransCanada Électricité					
Emprunt bancaire ³		–	–	66	6,4 %
TC PipeLines, LP					
Billets de premier rang non garantis (7 \$ US en 2001 et 2000)	2003	11	5,3 %	11	7,6 %
Autres	2002 à 2010	48	6,5 %	47	7,1 %
		<u>1 339</u>		<u>1 325</u>	
Moins : tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à court terme		<u>44</u>		<u>29</u>	
		<u>1 295</u>		<u>1 296</u>	

¹ L'encours est indiqué en millions de dollars CA; les montants libellés en dollars US sont indiqués en millions.

² Les taux d'intérêt moyens pondérés sont indiqués pour les dates des encours respectifs. Au 31 décembre 2001, les taux d'intérêt moyens pondérés réels sur l'emprunt bancaire d'Iroquois et les billets de Foothills résultant des swaps étaient de 7,6 pour cent (7,8 pour cent en 2000) et de 5,9 pour cent (6,7 pour cent en 2000), respectivement.

³ En octobre 2001, S.E.C. TransCanada Électricité a émis 5 660 000 nouvelles parts de coentreprise et utilisé le produit net pour rembourser entièrement l'emprunt bancaire.

La dette des coentreprises ne peut donner lieu à aucun recours contre TransCanada. La garantie fournie par chaque coentreprise se limite à ses droits et à ses éléments d'actif, et ne s'applique pas aux droits et aux éléments d'actif de TransCanada, sauf dans la mesure de sa participation.

En ce qui concerne les remboursements obligatoires de la dette sans recours des coentreprises, du fait des échéances et des exigences au titre des fonds d'amortissement, la quote-part de la Société s'établit à environ 44 millions de dollars en 2002, 231 millions de dollars en 2003, 38 millions de dollars en 2004, 339 millions de dollars en 2005 et 26 millions de dollars en 2006.

CHARGES FINANCIÈRES DES COENTREPRISES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Intérêt sur la dette à long terme sans recours	107	149	139
Autres	–	5	10
	<u>107</u>	<u>154</u>	<u>149</u>
Charges financières des coentreprises – activités abandonnées	–	(41)	(29)
	<u>107</u>	<u>113</u>	<u>120</u>

En ce qui concerne les paiements d'intérêt effectués par les coentreprises pour les activités poursuivies, la quote-part de la Société s'élevait à 100 millions de dollars, 99 millions de dollars et 78 millions de dollars pour les exercices terminés les 31 décembre 2001, 2000 et 1999, respectivement.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 9 – DÉBENTURES SUBORDONNÉES DE RANG INFÉRIEUR ET TITRES PRIVILÉGIÉS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	Dates de remboursement	2001	2000
Débetures subordonnées de rang inférieur			
Émission à 8,75 % (160 millions de dollars US en 2001 et 2000)	2045	218	218
Titres privilégiés			
Émissions à 8,25 % et 8,50 % (12 millions de dollars US en 2001; 17 millions de dollars US en 2000)	2047	19	25
		<u>237</u>	<u>243</u>

La différence de change sur le montant en capital des débetures de rang inférieur et des titres privilégiés 8,25 pour cent, qui servent au financement du réseau principal au Canada, sera récupérée par le truchement de la tarification.

Débetures subordonnées de rang inférieur

Les débetures subordonnées de rang inférieur sont rachetables à leur valeur nominale par la Société. La Société peut choisir de reporter les paiements d'intérêts sur les débetures subordonnées de rang inférieur. Les intérêts et les intérêts reportés, s'il en est, doivent être réglés au comptant.

Titres privilégiés

Les titres privilégiés 8,25 pour cent de 460 millions de dollars US sont rachetables par la Société à leur valeur nominale à tout moment à compter du 8 octobre 2003 et, dans certaines circonstances, avant cette date. La Société peut choisir de reporter les paiements d'intérêts sur les titres privilégiés et de régler les intérêts reportés au comptant ou en actions ordinaires.

Puisque la Société peut, à son gré, régler les intérêts reportés en émettant des actions ordinaires, les titres privilégiés sont classés selon leur composante passif et leur composante capitaux propres. La composante capitaux propres des titres privilégiés s'élevait à 675 millions de dollars au 31 décembre 2001 (969 millions de dollars en 2000).

Le 7 novembre 2001, la Société a racheté les titres privilégiés 8,50 pour cent de 200 millions de dollars US, y compris les intérêts courus et impayés à la date de rachat, sans prime ou pénalité.

NOTE 10 – ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Aux 31 décembre

	Nombre d'actions (en milliers)	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	2001 (en millions de dollars)	2000 (en millions de dollars)
ACTIONS PRIVILÉGIÉES DE PREMIER					
RANG À DIVIDENDE CUMULATIF					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	195	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	194	194
				<u>389</u>	<u>389</u>

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises en série est illimité. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif sont toutes sans valeur nominale.

En 2000, la Société a racheté des actions privilégiées pour un montant de 328 millions de dollars. À compter du 15 octobre 2013 en ce qui concerne les actions de série U et à compter du 5 mars 2014 en ce qui concerne les actions de série Y, la Société pourra racheter ces actions moyennant 50 \$ l'action.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 11 – ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
En circulation au 1^{er} janvier 1999	463 708	4 331
Émises contre espèces ou quasi-espèces		
En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	10 254	195
Levée d'options	569	9
En circulation au 31 décembre 1999	474 531	4 535
Émises contre espèces ou quasi-espèces		
Levée d'options	382	5
En circulation au 31 décembre 2000	474 913	4 540
Émises contre espèces ou quasi-espèces		
Levée d'options	1 718	24
En circulation au 31 décembre 2001	476 631	4 564

ACTIONS ORDINAIRES ÉMISES ET EN CIRCULATION

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

BÉNÉFICE NET PAR ACTION

Le bénéfice net de base et le bénéfice dilué par action est calculé en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant l'exercice, soit 475,8 millions d'actions et 476,6 millions d'actions (474,6 millions d'actions et 475,2 millions d'actions en 2000; 469,5 millions d'actions et 470,0 millions d'actions en 1999).

OPTIONS D'ACHAT D'ACTIONS

	Nombre d'actions (en milliers)	Prix de levée moyen pondéré	Options pouvant être levées (en milliers)
En circulation au 1^{er} janvier 1999	9 928	19,97 \$	7 400
Octroyées	3 988	20,57 \$	
Levées	(569)	15,16 \$	
Annulées ou échues	(476)	22,82 \$	
En circulation au 31 décembre 1999	12 871	20,27 \$	9 661
Octroyées	3 475	10,30 \$	
Levées	(382)	12,86 \$	
Annulées ou échues	(573)	18,85 \$	
En circulation au 31 décembre 2000	15 391	18,25 \$	12 102
Octroyées	2 142	18,07 \$	
Levées	(1 718)	14,08 \$	
Annulées ou échues	(1 365)	21,45 \$	
En circulation au 31 décembre 2001	14 450	18,42 \$	11 376

L'information relative aux options d'achat d'actions en circulation au 31 décembre 2001 est présentée sommairement dans le tableau ci-dessous :

	Options en circulation			Options pouvant être levées	
	Nombre d'options (en milliers)	Moyenne pondérée de la durée contractuelle restante (en années)	Prix de levée moyen pondéré	Nombre d'options (en milliers)	Prix de levée moyen pondéré
<i>Fourchette des prix de levée</i>					
10,03 \$ à 13,91 \$	3 006	7,9	10,88 \$	1 668	11,10 \$
14,21 \$ à 18,89 \$	3 817	7,7	17,38 \$	2 482	17,05 \$
19,00 \$ à 20,59 \$	4 340	6,7	20,15 \$	3 981	20,14 \$
21,00 \$ à 24,61 \$	3 287	6,2	24,23 \$	3 245	24,26 \$
	14 450	7,1	18,42 \$	11 376	19,32 \$

Le régime d'options d'achat d'actions à l'intention des employés clés (KESIP) permet d'octroyer à certains employés clés, dont quelques-uns sont également des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires de la Société. Les options peuvent être levées au prix fixé au moment de leur octroi. En règle générale, il est permis d'acheter, à la date à laquelle l'option est octroyée, une tranche de 25 pour cent des actions ordinaires visées par l'option et, à la date d'anniversaire de chacune des trois années suivant son octroi, une tranche de 25 pour cent de ces actions. Au 31 décembre 2001, une tranche supplémentaire de sept millions d'actions ordinaires a été réservée pour émission future aux termes du KESIP.

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de la Société assure aux actionnaires un traitement équitable advenant que la Société soit visée par une offre publique d'achat. Dans certaines circonstances, chaque action ordinaire donne accès à un droit qui confère à certains porteurs le droit d'acquérir des actions ordinaires de la Société à un prix correspondant à 50 pour cent de leurs cours à ce moment-là. Ce régime a été prorogé par les actionnaires en 2001 avec certaines modifications.

Restrictions relatives aux dividendes

Certaines dispositions régissant les actions privilégiées, les titres privilégiés, les débentures subordonnées de rang inférieur et les titres d'emprunt de la Société pourraient restreindre la capacité de cette dernière de déclarer des dividendes, tant sur les actions privilégiées que sur les actions ordinaires. Au 31 décembre 2001, la capacité de la Société de déclarer des dividendes n'était aucunement restreinte ni modifiée par de telles dispositions.

NOTE 12 – GESTION DU RISQUE DE PRIX ET INSTRUMENTS FINANCIERS

La Société émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris des billets libellés en monnaie étrangère, achète et vend des produits d'énergie électrique de base et investit dans des activités à l'étranger. En conséquence, elle est exposée aux risques découlant des taux d'intérêt, des prix des ressources énergétiques et des taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés pour gérer le risque de prix ou le risque de flux de trésorerie résultant de ces activités.

Valeur comptable des instruments dérivés

La valeur comptable des instruments dérivés servant à couvrir le risque de prix lié à l'actif et au passif libellés en monnaie étrangère et représentant les gains ou pertes nets non matérialisés en rapport avec les instruments dérivés annule en partie le redressement au titre du change dans l'actif des actionnaires. La valeur comptable des swaps de taux d'intérêt représente les intérêts nets courus entre la date du dernier versement et la date du rapport. Les opérations conclues en monnaie étrangère qui sont couvertes par des contrats de change sont inscrites selon les taux de change figurant aux contrats. Les valeurs comptables indiquées dans les tableaux qui suivent sont présentées dans les bilans consolidés.

Juste valeur des instruments financiers

L'encaisse et les placements à court terme et les billets à payer sont évalués à leur valeur comptable, en raison de la brièveté de la période à courir jusqu'à l'échéance. La juste valeur de la dette à long terme, de la dette à long terme sans recours des coentreprises et des débentures subordonnées de rang inférieur est déterminée en fonction des cours du marché pour des titres identiques ou semblables.

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de taux d'intérêt et de change a été estimée en fonction des cours du marché à la fin de l'exercice. Ces justes valeurs estimatives se rapprochent des montants que la Société devrait recevoir ou payer si ces instruments étaient liquidés à ces dates.

Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une des parties à un instrument dérivé en rapport avec lequel la Société a un gain non matérialisé fasse défaut d'honorer ses engagements aux termes du contrat. Ce risque de crédit est réduit au minimum du fait que la Société traite avec des parties dignes de confiance, conformément à des pratiques bien établies en matière d'approbation du crédit. Au 31 décembre 2001, dans le cas des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt, le risque de crédit total et le risque de crédit le plus élevé lié à une partie donnée s'élevaient à 398 millions de dollars et à 107 millions de dollars respectivement.

Montants nominaux de référence

Les montants nominaux de référence ne sont pas présentés dans les états financiers parce qu'ils ne donnent pas lieu à des échanges entre la Société et les autres parties aux contrats, et qu'ils ne constituent pas une évaluation des risques auxquels la Société est exposée. Ces montants nominaux de référence servent uniquement à calculer les paiements à effectuer à l'égard de certains instruments dérivés.

ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

Aux 31 décembre 2001 et 2000, la Société détenait des actifs et passifs libellés en monnaie étrangère, ce qui l'expose au risque lié aux variations des taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés afin de couvrir le risque de change, et ce, après impôts. Les crédits croisés comportent un taux d'intérêt variable que la Société couvre en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt et des contrats de garantie de taux d'intérêt. Les montants présentés à la juste valeur dans le tableau qui suit, relativement au risque de change, sont contrebalancés par les gains ou les pertes de conversion qui se rapportent à l'actif net et sont inscrit comme redressement au titre du change dans l'actif des actionnaires.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Passif aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001		2000	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de change				
Crédits croisés				
En dollars US	5	5	18	18
Contrats de change à terme				
En dollars US	6	6	1	1

Les montants en capital des crédits croisés sont de 150 millions de dollars US (150 millions de dollars US en 2000). Les montants en capital des contrats de change à terme sont de 375 millions de dollars US (35 millions de dollars US en 2000).

RAPPROCHEMENT DU REDRESSEMENT AU TITRE DU CHANGE

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Solde au début de l'exercice	13	18
Gains (pertes) à la conversion des actifs nets libellés en monnaie étrangère	11	(1)
Pertes de change liées aux instruments dérivés, et autres	(11)	(4)
	13	13

GESTION DU RISQUE LIÉ AU PRIX DE L'ÉNERGIE

Le secteur de commercialisation d'électricité de la Société offre des services intégrés de gestion du risque de prix à l'industrie de l'électricité. Pour les besoins de la gestion globale de son portefeuille de contrats, la Société passe des contrats de commerce d'énergie liés à ces produits de base. Le portefeuille de contrats de commerce d'électricité de la Société est constitué principalement de contrats à terme, de swaps et d'options d'une durée pouvant atteindre 19 ans et dont les engagements relatifs aux prix sont soit fixes, soit variables. (La perte nette) le gain net non matérialisé(e), avant impôts, sur les contrats de commerce d'électricité compris(e) dans les produits de 2001 s'est élevé(e) à (26) millions de dollars (37 millions de dollars en 2000).

La juste valeur des contrats de commerce d'électricité aux 31 décembre 2001 et 2000 est présentée dans le tableau ci-dessous.

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Actif	517	961
Passif	184	712

Pour ce qui est des swaps d'électricité, les volumes de référence sont de 6 013 gigawatts heure (GWh) (2 795 GWh en 2000). Pour ce qui est des contrats à terme d'électricité, les volumes sont de 149 516 GWh (105 800 GWh en 2000), y compris les volumes détenus par le truchement d'une coentreprise.

COUVERTURES DES OPÉRATIONS LIBELLÉES EN DOLLARS US

Lorsque les opérations d'achat et de vente sont libellées en diverses monnaies, la Société, afin de réduire les risques et de protéger ses marges, conclut des contrats de change à terme, des crédits croisés et des contrats d'options sur devises qui établissent les taux de change s'appliquant aux flux de trésorerie liés à ces opérations d'achat et de vente.

GESTION DES RISQUES DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

La Société a recours aux devises et à des instruments dérivés pour gérer le risque de change lié à la dette libellée en dollars US du réseau de l'Alberta ainsi qu'aux charges libellées en dollars US, et pour gérer le risque de taux d'intérêt auquel le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada sont exposés. Certains des gains et pertes matérialisés découlant de ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, selon des modalités établies d'avance.

Actif (passif) aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001		2000	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de change				
Crédits croisés	88	88	65	65
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	4	26	2	12
En dollars US	–	(3)	(1)	(3)

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Les montants en capital des crédits croisés étaient de 407 millions de dollars US (425 millions de dollars US en 2000). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 780 millions de dollars (780 millions de dollars en 2000) et de 125 millions de dollars US (125 millions de dollars US en 2000).

La Société a recours à des instruments dérivés de taux d'intérêt pour gérer le risque de change lié aux autres emprunts libellés en dollars US. Au 31 décembre 2001, la valeur comptable et la juste valeur des swaps de taux d'intérêt en dollars US s'établissaient à 2 millions de dollars (néant en 2000) et à 30 millions de dollars [(4) millions de dollars en 2000], respectivement. Les montants nominaux de référence sont de 200 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2000).

ACTIVITÉS DE COUVERTURE DES COENTREPRISES

Certaines coentreprises dont la Société fait partie ont recours à des instruments dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. La quote-part de la Société de la juste valeur des instruments dérivés en vigueur s'établit à (2) millions de dollars; il n'y avait aucun risque de crédit connexe au 31 décembre 2001.

AUTRES JUSTES VALEURS

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001		2000	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme				
Réseau de l'Alberta	3 129	3 611	3 228	3 616
Réseau principal au Canada	5 563	6 245	5 823	6 445
Autres	1 797	1 837	1 993	2 035
Dette sans recours des coentreprises	1 339	1 408	1 325	1 349
Débitures subordonnées de rang inférieur	274	276	265	266

Ces justes valeurs ne sont présentées qu'à titre indicatif; elles ne sont pas reflétées dans les bilans consolidés.

NOTE 13 – IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

PROVISION POUR IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Exigibles			
Canada	307	246	177
Pays étrangers	46	34	109
	353	280	286
Futurs			
Canada	63	58	(99)
Pays étrangers	57	33	(9)
	120	91	(108)
	473	371	178

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DU BÉNÉFICE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Canada	910	897	473
Pays étrangers	300	203	257
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	1 210	1 100	730

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

RAPPROCHEMENT DE LA CHARGE FISCALE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices	1 210	1 100	730
Bénéfice découlant des activités réglementées non assujetti à l'impôt dans l'exercice visé	(130)	(245)	(336)
	<u>1 080</u>	<u>855</u>	<u>394</u>
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	42,1 %	44,6 %	44,6 %
Charge fiscale prévue	455	381	176
Charges non déductibles	3	3	15
Écart net entre le taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi et les taux des autorités fiscales étrangères	(13)	(8)	(33)
Impôt des grandes sociétés	31	32	32
Variation de la provision pour moins-value	-	(8)	-
Ajustement des actifs et passifs d'impôts futurs pour tenir compte des modifications aux lois fiscales et aux taux d'imposition en vigueur	-	(28)	-
Autres	(3)	(1)	(12)
Charge fiscale réelle	<u>473</u>	<u>371</u>	<u>178</u>

ACTIF ET PASSIF D'IMPÔTS FUTURS

Aux 31 décembre 2001 (en millions de dollars)

	2001	2000
Perte d'exploitation et perte en capital reportées prospectivement, montant net	180	276
Charges reportées	91	100
Produits reportés	49	56
Crédits d'impôt minimum de remplacement	40	40
Autres	19	47
	<u>379</u>	<u>519</u>
Moins : provision pour moins-value	25	25
Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value	<u>354</u>	<u>494</u>
Amortissement fiscal accéléré des immobilisations corporelles	318	242
Placements dans des filiales et sociétés en commandite	80	49
Autres	3	14
Passifs d'impôts futurs	<u>401</u>	<u>305</u>
Montant net des actifs (passifs) d'impôts futurs	<u>(47)</u>	<u>189</u>

La Société applique la méthode de l'impôt exigible pour comptabiliser les impôts sur les bénéfices des réseaux de transport de gaz naturel au Canada. Si la méthode du report d'impôts variables avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires de 1 716 millions de dollars auraient été inscrits au 31 décembre 2001 (1 722 millions de dollars en 2000) et seraient recouvrables à même les produits futurs.

BÉNÉFICES NON RÉPARTIS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La Société n'a pas constitué de provision au titre des impôts sur les bénéfices non répartis des établissements étrangers, puisqu'elle prévoit y réinvestir ces bénéfices pendant une période indéterminée. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient été augmentés d'environ 54 millions de dollars au 31 décembre 2001 (41 millions de dollars en 2000).

VERSEMENTS D'IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Au cours des exercices terminés les 31 décembre 2001, 2000 et 1999, des montants de 310 millions de dollars, 257 millions de dollars et 196 millions de dollars, respectivement, ont été versés au titre des impôts sur les bénéfices.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 14 – BILLETS À PAYER

	2001		2000	
	Encours au 31 décembre (en millions de dollars)	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre (en millions de dollars)	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
Effets de commerce				
En dollars CA	340	2,3 %	35	5,9 %
En dollars US	–	–	114	6,0 %
Billets à payer des coentreprises				
En dollars CA	3	4,7 %	51	6,4 %
	<u>343</u>		<u>200</u>	

Au 31 décembre 2001, la Société disposait de lignes de crédit inutilisées de 1,8 milliard de dollars à l'appui de son programme d'effets de commerce. La Société peut y avoir accès pour garantir les achats de produits de base énergétiques et répondre à ses besoins généraux. L'intérêt sur les sommes prélevées serait imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières définies par négociation. Les frais que la Société a engagés pour maintenir le solde inutilisé de ces lignes de crédit pendant l'exercice terminé le 31 décembre 2001 se sont élevés à environ 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2000).

NOTE 15 – AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La Société offre des régimes de retraite à prestations déterminées et à cotisations déterminées qui couvrent la presque totalité des salariés. Les régimes de retraite à prestations déterminées prévoient le versement de prestations basées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. Aux termes du régime de retraite à cotisations déterminées, les cotisations de la Société sont fonction du salaire ouvrant droit à pension des participants. La Société procure à ses employés des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations spéciales de cessation d'emploi ainsi que des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux qui suppléent à celles des régimes publics.

La charge totale au titre du régime à cotisations déterminées assumée par la Société s'est élevée à 7 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 (8 millions de dollars en 2000).

Le tableau qui suit présente des renseignements sur les régimes à prestations déterminées de la Société.

(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2001	2000	2001	2000
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations constituées – au début de l'exercice	644	626	55	48
Coût des services rendus de l'exercice	12	15	2	2
Intérêts débiteurs	41	44	4	3
Cotisations des employés	1	1	–	–
Prestations versées	(59)	(55)	(3)	(3)
Perte actuarielle	20	52	2	6
Transferts au régime à cotisations déterminées	–	(35)	–	–
Restructuration interne donnant lieu à des compressions	–	(4)	–	(1)
Obligation au titre des prestations constituées – à la fin de l'exercice	<u>659</u>	<u>644</u>	<u>60</u>	<u>55</u>
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à leur juste valeur – au début de l'exercice	612	652	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	(8)	34	–	–
Cotisations de l'employeur	27	23	3	3
Cotisations des employés	1	1	–	–
Prestations versées	(59)	(55)	(3)	(3)
Transfert au régime à cotisations déterminées	–	(43)	–	–
Actif des régimes à leur juste valeur – à la fin de l'exercice	<u>573</u>	<u>612</u>	<u>–</u>	<u>–</u>
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(86)	(32)	(60)	(55)
Perte actuarielle nette non amortie	123	65	7	6
Obligation transitoire non amortie liée à l'entreprise réglementée	–	–	29	31
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite d'une provision pour moins-value de néant dollars	<u>37</u>	<u>33</u>	<u>(24)</u>	<u>(18)</u>

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la Société au titre des prestations constituées et la charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux au 31 décembre sont les suivantes.

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2001	2000	2001	2000
Taux d'actualisation	6,75 %	6,80 %	6,85 %	6,90 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	7,10 %	7,24 %	–	–
Taux de croissance de la rémunération	3,50 %	3,50 %	3,50 %	3,50 %

Pour les besoins de l'évaluation, le taux de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 8,8 pour cent pour 2002. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 4,0 pour cent pour 2005 et demeurer fixe par la suite.

La charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux de la Société se présente comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux ¹	
	2001	2000	2001	2000
Coût des services rendus de l'exercice	12	15	2	2
Intérêts débiteurs	41	44	4	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(41)	(45)	–	–
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	–	–	2	2
Restructuration interne donnant lieu aux compressions	–	(5)	–	–
	12	9	8	7
Charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux – activités abandonnées	(2)	(2)	–	–
Charge nette au titre des régimes d'avantages sociaux – activités poursuivies	10	7	8	7

¹ Les indemnités de cessation d'emploi liées à la restructuration sont incluses dans les charges de restructuration et autres coûts (voir la note 18).

Avant le 1^{er} janvier 2000, le coût des avantages postérieurs à l'emploi autres que les prestations de retraite était passé en charges à mesure que les frais étaient payés. La charge de retraite de 14 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 1999 comprend la charge liée tant aux régimes à prestations déterminées de la Société qu'à ses régimes à cotisations déterminées.

NOTE 16 – VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Diminution (augmentation) des débiteurs	38	(92)	122
Diminution (augmentation) des stocks	52	5	(21)
(Augmentation) diminution des autres éléments d'actif à court terme	(12)	(6)	5
Augmentation (diminution) des débiteurs	105	(318)	122
(Diminution) augmentation des intérêts courus	(13)	(5)	9
	170	(416)	237

NOTE 17 – ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

La Société et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités commerciales courantes. La direction considère que le total du passif pouvant découler, le cas échéant, de ces procédures et poursuites n'aura pas de conséquences importantes sur la Société et ses filiales.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

NOTE 18 – CHARGES DE RESTRUCTURATION ET AUTRES COÛTS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Restructuration			
Cessations d'emploi	8	5	98
Opérations immobilières	–	–	17
	8	5	115
Autres			
Pertes de valeur d'éléments d'actif	–	–	13
Frais de sortie d'une entreprise et autres	–	(5)	42
	–	(5)	55
	8	–	170

En 1999, TransCanada a inscrit des charges de restructuration et autres coûts d'un montant de 170 millions de dollars, y compris 47 millions de dollars au titre de cessations d'emploi conformément à son plan de fusion de 1998 et 123 millions de dollars à la suite de l'adoption de son plan stratégique de 1999.

Le plan stratégique de 1999 comprenait des frais de 51 millions de dollars pour la cessation d'emploi de 367 employés, dont 61 cadres et 306 membres du personnel d'exécution. Le plan a été substantiellement mené à bien. Le passif résiduel au 31 décembre 2001 s'établissait à 8 millions de dollars (47 millions de dollars en 2000).

En 1998, la Société avait comptabilisé des charges de restructuration se rapportant au regroupement des ses entreprises avec celles de NOVA Corporation (plan de fusion). Le passif résiduel au titre de la restructuration se rapportant au plan de fusion était de 28 millions de dollars au 31 décembre 2000. Au 31 décembre 2001, le plan de fusion était achevé.

NOTE 19 – ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le conseil d'administration a approuvé en juillet 2001 un plan visant l'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société. L'entreprise de commercialisation du gaz assurait la prestation de services d'approvisionnement, de transport et de gestion des biens et fournissait des produits et services financiers structurés à ses clients au Canada et dans la partie septentrionale des États-Unis. En 2001, la Société avait constaté une perte nette de 87 millions de dollars, après impôts, liée à la commercialisation du gaz en fonction des estimations les plus probables de la direction au sujet du produit et des coûts d'aliénation. Au 31 décembre 2001, l'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société était essentiellement achevée.

TransCanada continue d'assumer une responsabilité éventuelle à des obligations aux termes de certains contrats de commerce d'énergie relatifs à l'entreprise de commercialisation du gaz abandonnée. La Société a reporté la constatation de gains à la vente après impôts d'un montant d'environ 100 millions de dollars, qu'elle a inclus dans une provision du bilan au 31 décembre 2001. Ces gains seront constatés dans le bénéfice découlant des activités abandonnées en fonction de la réduction des risques sous-jacents. Le passif éventuel aux termes de ces obligations, qui pourrait être important, est conditionnel à certains événements futurs, dont il n'est pas possible de déterminer s'ils se produiront et dont le montant, le cas échéant, dépend des prix et des conditions qui prévaudront sur le marché à une date future. Les acheteurs de l'entreprise de commercialisation du gaz ont convenu d'indemniser TransCanada advenant que la Société soit dans l'obligation de s'acquitter de telles obligations.

En décembre 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (plan de décembre) visant l'aliénation de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises. En 1999, la Société a comptabilisé une perte nette de 439 millions de dollars, après impôts, relativement au plan de décembre à la lumière des estimations les plus probables de la direction. Compte tenu des résultats réels et des estimations révisées, un ajustement positif de 20 millions de dollars après impôts a été constaté en 2001 (200 millions de dollars en 2000). Les aliénations aux termes du plan de décembre étaient essentiellement achevées au 31 décembre 2001.

En avril 1999, le conseil d'administration a approuvé un plan (plan d'avril) visant à aliéner ANGUS Chemical Company, l'entreprise du secteur intermédiaire de TransCanada aux États-Unis et l'entreprise de commercialisation de produits raffinés et de liquides du gaz naturel aux États-Unis. La Société a inscrit un gain net de 20 millions de dollars, après impôts, au titre de ces activités abandonnées. Au 31 décembre 2001, la Société avait essentiellement conclu les aliénations prévues au plan d'avril.

Le produit matérialisé à la cession des activités abandonnées s'est élevé à 1,2 milliard de dollars en 2001, comparativement au montant estimatif initial de 0,9 milliard de dollars.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

PRODUITS ET BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Produits			
Plan d'avril	–	119	2 786
Plan de décembre	21	2 827	3 685
Commercialisation du gaz	12 874	12 266	7 617
	<u>12 895</u>	<u>15 212</u>	<u>14 088</u>
Bénéfice net (perte nette)¹			
Plan d'avril	–	–	(7)
Plan de décembre	–	–	40
Perte de valeur d'éléments d'actif ²	–	–	(285)
Commercialisation du gaz	5	(252)	(15)
	<u>5</u>	<u>(252)</u>	<u>(267)</u>
Impôts sur les bénéfices	(2)	113	152
Résultats d'exploitation avant l'approbation des plans	<u>3</u>	<u>(139)</u>	<u>(115)</u>
Gain net (perte nette) découlant des activités abandonnées			
Plan d'avril ¹	–	–	(19)
Impôts sur les bénéfices	–	–	39
	<u>–</u>	<u>–</u>	<u>20</u>
Plan de décembre ¹	34	295	(442)
Impôts sur les bénéfices	(14)	(95)	3
	<u>20</u>	<u>200</u>	<u>(439)</u>
Commercialisation du gaz ¹	(139)	–	–
Impôts sur les bénéfices	49	–	–
	<u>(90)</u>	<u>–</u>	<u>–</u>
	<u>(67)</u>	<u>61</u>	<u>(534)</u>

¹ Le gain net (la perte nette) à l'aliénation inscrit(e) en 2001, relativement à la commercialisation du gaz, et en 1999, relativement au plan d'avril et au plan de décembre, comprend les pertes et gains réels et estimatifs sur les ventes, les résultats des activités abandonnées entre la date d'approbation des plans et les dates d'aliénation prévues, ainsi que les coûts supplémentaires directs liés aux aliénations, y compris les indemnités de départ et les frais d'opération. Les gains nets inscrits en 2001 et 2000 relativement au plan de décembre représentent des ajustements apportés à la provision de 1999 par suite de la réalisation d'opérations et de la révision d'estimations.

² Ces montants reflètent la perte de valeur de certains éléments d'actif intermédiaires de la Société. Les pertes de valeur d'éléments d'actif ont été déterminées par comparaison du montant net des flux de trésorerie non actualisés futurs estimatifs et de la valeur comptable nette des actifs visés.

INFORMATION FINANCIÈRE COMPLÉMENTAIRE

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Actif à court terme		
Débiteurs	104	1 586
Gains non matérialisés sur les contrats de commerce d'énergie	–	1 752
Autres éléments d'actif à court terme	9	135
	<u>113</u>	<u>3 473</u>
Gains non matérialisés sur les contrats de commerce d'énergie	–	355
Placements à long terme	–	535
Immobilisations corporelles	14	336
Autres éléments d'actif à long terme	198	357
	<u>325</u>	<u>5 056</u>
Passif à court terme		
Créditeurs	116	2 083
Pertes non matérialisées sur les contrats de commerce d'énergie	–	1 799
	<u>116</u>	<u>3 882</u>
Pertes non matérialisées sur les contrats de commerce d'énergie	–	438
Dettes à long terme et dette sans recours	–	213
Autres éléments de passif à long terme	9	90
	<u>125</u>	<u>4 623</u>
Actif net lié aux activités abandonnées	<u>200</u>	<u>433</u>

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Au 31 décembre 2001, la provision pour perte découlant des activités abandonnées s'établissait à 264 millions de dollars (128 millions de dollars au 31 décembre 2000). Ce montant comprend 129 millions de dollars relativement à la commercialisation et 135 millions de dollars relativement au plan de décembre.

NOTE 20 – DIFFÉRENCES IMPORTANTES ENTRE LES PCGR CANADIENS ET AMÉRICAINS

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2001	2000	1999
Bénéfice net découlant des activités poursuivies déclaré, selon les PCGR canadiens	737	729	552
Ajustements pour tenir compte des PCGR américains			
Charges liées aux titres privilégiés ¹	(77)	(78)	(82)
Incidence fiscale des charges liées aux titres privilégiés	32	34	36
Perte non matérialisée sur les instruments dérivés ²	(14)	–	–
Incidence fiscale de la perte sur les instruments dérivés	6	–	–
Gain au remboursement anticipé de la dette à long terme ³	–	(15)	–
Incidence fiscale du gain au remboursement anticipé de la dette à long terme	–	2	–
Impôts sur les bénéfices découlant de taux d'imposition pratiquement en vigueur ⁴	28	(28)	–
Impôts sur les bénéfices ⁵	–	–	(15)
Bénéfice découlant des activités poursuivies, selon les PCGR américains	712	644	491
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées, selon les PCGR américains ⁶	(67)	61	(486)
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133 selon les PCGR américains ²	645	705	5
Incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, déduction faite des impôts	(2)	–	–
Élément extraordinaire :			
Gain au remboursement anticipé de la dette à long terme, déduction faite des impôts	–	13	–
Bénéfice net, selon les PCGR américains	643	718	5
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e) par action, selon les PCGR américains			
Activités poursuivies	1,45 \$	1,28 \$	0,91 \$
Activités abandonnées	(0,14)	0,13	(1,03)
Élément extraordinaire	–	0,03	–
	1,31 \$	1,44 \$	(0,12) \$

¹ En vertu des PCGR américains, les charges financières liées aux titres privilégiés sont constatées à titre de dépense plutôt que de dividendes.

² À compter du 1^{er} janvier 2001, la Société a adopté les dispositions du Statement of Financial Accounting Standards No. 133 intitulé *Accounting for Derivatives and Hedging Activities* No. 133. Le SFAS No. 133 exige que tous les instruments dérivés soient constatés en tant qu'éléments d'actif et éléments de passif au bilan et évalués à leur juste valeur.

Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture de juste valeur, l'évolution de la juste valeur est constatée dans les résultats avec une évolution d'un montant égal ou inférieur dans la juste valeur de l'élément couvert attribuable au risque couvert. Dans le cas des instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture des flux de trésorerie, l'évolution de la juste valeur de l'instrument dérivé qui compense efficacement le risque couvert est constatée dans les autres composantes du résultat global jusqu'à ce que l'élément couvert soit constaté dans les résultats. Toute tranche inefficace de la variation de la juste valeur est constatée dans les résultats de chaque période visée.

Au moment de l'adoption du SFAS No. 133 le 1^{er} janvier 2001, des montants supplémentaires de 93 millions de dollars et de 99 millions de dollars ont été constatés au titre des éléments d'actif et des éléments de passif, respectivement, aux fins des PCGR américains pour tenir compte de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture et de l'évolution correspondante des éléments désignés en tant qu'instruments de couverture. Une charge de 2 millions de dollars, après impôts, relativement à la juste valeur des instruments de couverture a été constatée dans les résultats, et un montant de 4 millions de dollars, après impôts, au titre de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture des flux de trésorerie a été constaté dans les autres composantes du résultat global divers en tant qu'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133.

Durant 2001, des gains nets de 36 millions de dollars découlant des opérations de couverture de l'évolution de la juste valeur de la dette à long terme, et des pertes nettes compensatrices de 44 millions de dollars de la juste valeur des éléments couverts ont été inclus dans les résultats en tant qu'ajustement des intérêts débiteurs et des pertes de change. L'écart entre l'évolution de la juste valeur de l'instrument dérivé et l'évolution de la juste valeur de l'élément couvert, soit (8) millions de dollars, après impôts, est inclus dans les résultats aux fins des PCGR américains. En 2001, aucun montant au titre des gains ou pertes sur instruments dérivés n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des instruments de couverture dans les relations de couverture de la juste valeur.

En 2001, aucun montant n'a été inclus dans les résultats au titre des instruments de couverture des flux de trésorerie. Des montants inclus dans les autres composantes du résultat global au 31 décembre 2001, 3 millions de dollars se rapportent aux opérations de couverture du risque de taux d'intérêt et 2 millions de dollars se rapportent aux opérations de couverture du risque de change. Aucun de ces montants ne devrait être constaté dans les résultats en 2002.

Au 31 décembre 2001, des montants supplémentaires de 162 millions de dollars et de 187 millions de dollars ont été constatés au titre des éléments d'actif et des éléments de passif, respectivement aux fins des PCGR américains pour tenir compte de la juste valeur des instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture et de l'évolution correspondante de la juste valeur des éléments désignés en tant qu'instruments de couverture.

³ En vertu des PCGR américains, un gain au remboursement anticipé de la dette à long terme est constaté à titre d'élément extraordinaire et non porté au crédit du bénéfice d'exploitation ordinaire.

⁴ En vertu des PCGR américains, seuls les taux en vigueur peuvent être utilisés pour évaluer les impôts reportés débiteurs ou créditeurs; l'application de taux pratiquement en vigueur n'est pas autorisée. Les budgets de février 2000 et d'octobre 2000 du gouvernement fédéral n'ont pas été considérés comme adoptés tant que les propositions budgétaires n'ont pas eu force de loi en juin 2001; par conséquent, les recouvrements fiscaux pertinents sont constatés en 2001.

⁵ En vertu des PCGR américains, les impôts reportés sont calculés selon la méthode du report variable et la charge fiscale reportée est calculée comme étant l'évolution nette des impôts reportés débiteurs ou créditeurs de l'exercice. Avant 2000, la méthode du report d'impôts fixe était utilisée aux termes des PCGR canadiens.

⁶ En 1999, la perte découlant des activités abandonnées a été de 48 millions de dollars inférieure au montant constaté en vertu des PCGR canadiens en raison des différences dans les provisions antérieurement comptabilisées au titre de la perte de valeur des éléments d'actif.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

ÉTATS ABRÉGÉS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS⁸

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Produits	4 855	4 019	3 858
Charges d'exploitation	2 320	1 704	1 777
Amortissement	676	609	556
Restructuration et autres charges	8	–	170
	<u>3 004</u>	<u>2 313</u>	<u>2 503</u>
Bénéfice d'exploitation	1 851	1 706	1 355
Autres (produits) charges			
Bénéfice tiré des participations	(203)	(236)	(240)
Autres charges	936	935	954
Impôts sur les bénéfices	406	363	150
	<u>1 139</u>	<u>1 062</u>	<u>864</u>
Bénéfice découlant des activités poursuivies, selon les PCGR américains	712	644	491
(Perte nette) bénéfice net découlant des activités abandonnées, selon les PCGR américains	(67)	61	(486)
Bénéfice avant l'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, selon les PCGR américains	645	705	5
Incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, déduction faite des impôts	(2)	–	–
Élément extraordinaire :			
Gain au remboursement anticipé de la dette à long terme, déduction faite des impôts	–	13	–
Bénéfice net selon les PCGR américains	<u>643</u>	<u>718</u>	<u>5</u>

RÉSULTAT GLOBAL SELON LES PCGR AMÉRICAINS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000	1999
Bénéfice net selon les PCGR américains	643	718	5
Ajustements influant sur le résultat global en vertu des PCGR américains			
Redressement lié à la conversion des comptes exprimés en monnaie étrangère	–	(5)	3
Passif minimal supplémentaire au titre des avantages sociaux futurs (SFAS No. 87), déduction faite des impôts ⁷	(56)	–	–
Perte non matérialisée sur instruments dérivés, déduction faite des impôts ²	(5)	–	–
Résultat global avant l'incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, selon les PCGR américains	582	713	8
Incidence cumulative de l'application du SFAS No. 133, déduction faite des impôts ²	(4)	–	–
Résultat global selon les PCGR américains	<u>578</u>	<u>713</u>	<u>8</u>

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

BILANS ABRÉGÉS⁸

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Actif à court terme	1 053	1 767
Actif à court terme lié aux activités abandonnées	113	3 466
Gains non matérialisés sur contrats de commerce d'énergie	365	379
Placements à long terme	1 434	1 354
Immobilisations corporelles	15 391	15 248
Actif réglementaire ⁹	2 613	3 670
Autres éléments d'actif	210	103
Actif à long terme lié aux activités abandonnées	212	1 197
	<u>21 391</u>	<u>27 184</u>
Passif à court terme ¹⁰	1 731	2 102
Provision pour perte découlant des activités abandonnées	264	76
Passif à court terme lié aux activités abandonnées	116	3 877
Pertes non matérialisées sur contrats de commerce d'énergie	112	170
Montants reportés	437	328
Dette à long terme	9 512	9 928
Impôts reportés ⁹	2 555	3 412
Titres privilégiés ¹¹	694	994
Titres privilégiés émis par la fiducie	218	218
Passif à long terme lié aux activités abandonnées	9	528
Avoir des actionnaires	5 743	5 551
	<u>21 391</u>	<u>27 184</u>

⁷ En vertu des PCGR américains, une perte nette, constatée conformément au SFAS No. 87, *Employers' Accounting for Pensions*, à titre de passif de retraite et non encore constatée en tant que charges de retraite nettes pour la période visée, doit être comptabilisée en tant qu'élément du résultat global.

⁸ Selon les PCGR américains, les états abrégés consolidés des résultats et les bilans abrégés sont dressés selon la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation, dans le cas des participations dans les coentreprises. Compte non tenu de l'incidence des autres ajustements pour tenir compte des PCGR américains, la comptabilisation de ces participations selon la méthode de la consolidation proportionnelle, conformément aux exigences des PCGR canadiens, aboutit aux mêmes montants en ce qui concerne le bénéfice net et l'avoir des actionnaires.

⁹ En vertu des PCGR américains, des impôts reportés créditeurs doivent être constatés dans le cas du coût des services d'utilité publique réglementés. Comme ces impôts reportés peuvent être recouverts à même les produits futurs, un actif réglementaire correspondant est inscrit aux fins des PCGR américains.

¹⁰ Le passif à court terme comprend des dividendes payables de 114 millions de dollars (103 millions de dollars en 2000) et des impôts exigibles de 149 millions de dollars pour l'exercice (169 millions de dollars en 2000).

¹¹ En vertu des PCGR américains, les titres privilégiés sont classés comme des éléments de passif. Leur juste valeur au 31 décembre 2001 était de 740 millions de dollars (974 millions de dollars en 2000).

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les incidences fiscales des différences entre la valeur des éléments d'actif et de passif, aux fins comptables et fiscales, s'établissent comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)

	2001	2000
Impôts reportés créditeurs		
Amortissement fiscal accéléré des installations de production	1 722	2 030
Impôts sur les besoins futurs en produits d'exploitation	897	1 610
Bénéfices non répartis des filiales et coentreprises	318	250
Autres	14	38
	<u>2 951</u>	<u>3 928</u>
Impôts reportés débiteurs		
Perte d'exploitation et perte en capital reportées prospectivement, montant net	180	292
Montants reportés	140	155
Autres	101	94
	<u>421</u>	<u>541</u>
Moins : provision pour moins-value	25	25
	<u>396</u>	<u>516</u>
Impôts reportés créditeurs, montant net	<u>2 555</u>	<u>3 412</u>

RÉMUNÉRATION À BASE D'ACTIONS

La Société a recours aux règles d'évaluation énoncées dans l'Opinion No. 25 de l'APB pour la comptabilisation des options d'achat d'actions octroyées aux employés. L'utilisation de la méthode de la juste valeur, en application du SFAS No. 123, *Accounting for Stock-Based Compensation*, se serait traduite par un bénéfice net (une perte nette) de 638 millions de dollars en 2001 (714 millions de dollars en 2000; (13) millions de dollars en 1999) et par un bénéfice net (une perte nette) de 1,29 \$ par action en 2001 (1,43 \$ par action en 2000; (0,14)\$ par action en 1999).

DIVERS

En juillet 2001, le Financial Accounting Standards Board (FASB) a publié le SFAS No. 141, *Business Combinations*, et le SFAS No. 142, *Goodwill and Other Intangible Assets*. L'ICCA a publié des normes qui sont pour l'essentiel identiques aux SFAS No. 141 et No. 142. Ces normes exigent l'application de la méthode de l'acquisition pour tous les regroupements d'entreprises futurs. L'écart d'acquisition découlant de tels regroupements d'entreprises ne sera pas amorti, mais fera chaque année l'objet de tests de dépréciation pour déterminer s'il y a eu perte de valeur. L'adoption de cette norme, le 1^{er} janvier 2002, ne devrait pas entraîner de conséquences importantes sur les montants constatés dans les états financiers de la Société.

En juin 2001, le FASB a publié le SFAS No. 143, *Accounting for Asset Retirement Obligations*, qui traite des questions de comptabilité générale et d'information se rapportant aux coûts de mise hors service des éléments d'actif. En vertu du SFAS No. 143, la juste valeur du passif lié à une obligation relative à la mise hors service d'un élément d'actif doit être constatée dans l'exercice durant lequel cette obligation est assumée, s'il est possible de faire une évaluation raisonnable de la juste valeur. Cette dernière est ajoutée à la valeur comptable de l'élément de passif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. La Société est tenue d'adopter les dispositions du SFAS No. 143 pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003, ce qu'elle entend faire. La Société n'a pas encore évalué l'incidence de l'adoption de cette norme.

En octobre 2001, le FASB a publié le SFAS No. 144, *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-term Assets*, qui traite des questions de comptabilité générale et d'information se rapportant à la perte de valeur ou à l'aliénation d'éléments d'actif à long terme. Le SFAS No. 144 remplace le SFAS No. 121, qui portait sur la perte de valeur des éléments d'actif détenus en vue d'être utilisés, mais en conserve les principes fondamentaux. Les éléments d'actifs classés comme des biens destinés à être vendus seront évalués à leur valeur comptable ou à leur juste valeur diminuée du coût de vente, selon le moins élevé des deux montants. L'amortissement prendra fin au moment où les biens ou groupes de biens seront classés comme des biens destinés à être vendus. Le SFAS No. 144 élargit la définition des aliénations devant être comptabilisées en tant qu'activités abandonnées. La Société est tenue d'adopter les dispositions du SFAS No. 144 pour l'exercice commençant le 1^{er} janvier 2002, sur une base prospective mais sans retraitement des résultats de 2001 ou des exercices antérieurs.

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

Le tableau suivant fournit les principales données financières trimestrielles des quatre trimestres de 2001 et 2000. Les montants sont indiqués en dollars, sauf les montants par action.

Trimestres clos les (non vérifié)

	31 mars	30 juin	30 septembre	31 décembre
2001				
RÉSULTATS D'EXPLOITATION				
Produits	1 356	1 319	1 297	1 277
Bénéfice net				
Activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	174	166	163	167
Activités poursuivies	174	166	163	167
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires	166	87	163	187
DONNÉES SUR LES ACTIONS				
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	0,37 \$	0,35 \$	0,34 \$	0,35 \$
Activités poursuivies	0,37 \$	0,35 \$	0,34 \$	0,35 \$
Bénéfice net de base et dilué afférent aux actions ordinaires	0,35 \$	0,18 \$	0,34 \$	0,40 \$
2000				
RÉSULTATS D'EXPLOITATION				
Produits	1 132	1 075	1 120	1 094
Bénéfice net				
Activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	136	129	151	176
Activités poursuivies	172	129	158	191
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires	178	132	239	162
DONNÉES SUR LES ACTIONS				
Bénéfice net par action				
Activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	0,29 \$	0,27 \$	0,32 \$	0,37 \$
Activités poursuivies	0,37 \$	0,27 \$	0,33 \$	0,40 \$
Bénéfice net de base et dilué afférent aux actions ordinaires	0,38 \$	0,28 \$	0,50 \$	0,34 \$

RATIO CONSOLIDÉ DES BÉNÉFICES AUX CHARGES FIXES

Le tableau suivant présente le ratio consolidé des bénéfices aux charges fixes de la Société, pour les exercices indiqués.

Exercices terminés les 31 décembre

	2001	2000	1999
Ratio des bénéfices par rapport aux charges fixes ¹	2,2	2,0	1,6

¹ Le ratio des bénéfices aux charges fixes est calculé en divisant les charges financières (y compris les intérêts capitalisés) que la Société engage par le bénéfice découlant des activités poursuivies avant les charges financières et les impôts sur les bénéfices, à l'exclusion des bénéfices non distribués des entités émettrices.

Le tableau suivant présente le ratio consolidé des bénéfices aux charges fixes de la Société pour les exercices indiqués, calculés selon la méthode décrite en 1) ci-dessus, mais au moyen des données similaires établies conformément aux PCGR américains.

Exercices terminés les 31 décembre

	2001	2000	1999
Ratio des bénéfices aux charges fixes	2,0	2,0	1,5

Les différences sont décrites à la note 20 afférente aux états financiers, « Différences importantes entre les PCGR canadiens et américains ».

RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2001	2000	1999
Résultats d'exploitation			
Produits	5 249	4 421	4 239
Bénéfice net (perte nette)			
Activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	737	671	613
Activités poursuivies, après éléments exceptionnels	737	729	552
Activités abandonnées	(67)	61	(534)
Bénéfice net	670	790	18
Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires	603	711	(80)
Actif			
Immobilisations corporelles			
Réseau de l'Alberta	5 018	5 180	5 283
Réseau principal au Canada	8 954	9 202	9 386
Gazoducs nord-américains et autres éléments de transport	2 514	2 445	2 513
Électricité	1 297	771	492
Autres	66	111	52
Total de l'actif			
Activités poursuivies	19 766	20 492	19 520
Activités abandonnées	325	5 056	5 449
Structure du capital			
Dette à long terme	9 347	9 928	11 591
Dette sans recours des coentreprises	1 295	1 296	1 272
Déventures subordonnées de rang inférieur	237	243	241
Titres privilégiés	675	969	960
Actions privilégiées	389	389	717
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	5 429	5 230	4 935
Données sur les flux de trésorerie			
Fonds provenant des activités poursuivies	1 514	1 283	1 041
Dépenses en immobilisations			
Activités poursuivies	440	518	1 323
Activités abandonnées	52	294	501
Données sur les actions			
Bénéfice net (perte nette) par action			
Activités poursuivies, avant éléments exceptionnels	1,41 \$	1,25 \$	1,07 \$
Activités poursuivies, après éléments exceptionnels	1,41 \$	1,37 \$	0,94 \$
Activités abandonnées	(0,14) \$	0,13 \$	(1,13) \$
Bénéfice net (perte nette) afférent(e) aux actions ordinaires	1,27 \$	1,50 \$	(0,19) \$
Fonds provenant des activités poursuivies, par action	3,18 \$	2,70 \$	2,22 \$
Porteurs d'actions ordinaires inscrits, aux 31 décembre	36 350	30 758	32 328
Information conforme aux PCGR américains			
Bénéfice net (perte nette)			
Activités poursuivies, avant éléments exceptionnels et élément extraordinaire	682	614	552
Activités poursuivies, avant élément extraordinaire	710	644	491
Activités abandonnées	(67)	61	(486)
Élément extraordinaire	-	13	-
Bénéfice net afférent aux actions ordinaires	643	718	5
Bénéfice net (perte nette) par action			
Activités poursuivies, avant éléments exceptionnels et élément extraordinaire	1,39 \$	1,22 \$	1,04 \$
Activités poursuivies, avant élément extraordinaire	1,45 \$	1,28 \$	0,91 \$
Activités abandonnées	(0,14) \$	0,13 \$	(1,03) \$
Élément extraordinaire	-	0,03 \$	-
Bénéfice net (perte nette) de base et dilué(e)			
afférent(e) aux actions ordinaires	1,31 \$	1,44 \$	(0,12) \$
Avoir des porteurs d'actions ordinaires	5 354	5 162	4 897

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS

BOURSES ET SYMBOLES

Les actions ordinaires sont inscrites à la cote des Bourses de Toronto et de New York, sous le symbole TRP.

Les actions privilégiées sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto, sous les symboles suivants :

- Actions privilégiées de premier rang rachetables, à dividende cumulatif, série U : TRP.PR.X, et série Y : TRP.PR.Y.

Les titres privilégiés sont inscrits à la cote de la Bourse de New York, sous les symboles suivants :

- Titres privilégiés émis par la fiducie 8,75 % (TOPrS^{SM*}) : TCL.Pr
- Titres privilégiés 8,25 % : TRP.Pr

Les débetures de NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) 7,875 % sont inscrites à la cote de la Bourse de New York, sous le symbole NVA 23

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

ASSEMBLÉE ANNUELLE

L'assemblée annuelle des actionnaires est prévue pour le 26 avril 2002 et se tiendra à 10 h 30 (heure avancée des Rocheuses) au RoundUp Centre, à Calgary (Alberta).

DATES IMPORTANTES

Les dates de versement de dividendes sur les actions ordinaires prévues pour 2002 sont les 31 janvier, 30 avril, 31 juillet et 31 octobre.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES ET D'ACHAT D'ACTIONS

Le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada permet aux porteurs d'actions ordinaires et d'actions privilégiées d'acheter des actions ordinaires supplémentaires en réinvestissant leurs dividendes en espèces sans payer de frais administratifs ni de courtage.

Un porteur inscrit devient participant du régime à la date de clôture des registres pour le versement du premier dividende à la suite de la réception, par l'agent de notre régime, Société de fiducie Computershare du Canada, du formulaire d'autorisation pertinent dûment signé. Les dates de clôture des registres pour le versement des dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées sont habituellement le dernier jour ouvrable des mois de mars, juin, septembre et décembre.

Les participants peuvent aussi verser des paiements au comptant facultatifs d'un maximum de 10 000 \$ (7 000 \$ US) par trimestre pour l'achat d'actions supplémentaires. Les participants qui souhaitent effectuer des versements au comptant facultatifs doivent s'assurer que leurs versements au comptant facultatifs sont reçus par l'agent du régime au plus tard à la date de paiement des dividendes sur les actions ordinaires. Les dates de versement des dividendes sont indiquées à la rubrique « Dates importantes » ci-dessus.

INVESTISSEURS NON RÉSIDENTS

Les dividendes versés par TransCanada à ses actionnaires demeurant à l'extérieur du Canada sont assujettis à une retenue d'impôt fédéral sur les non-résidents. Le taux général est de 15 pour cent pour les investisseurs qui résident aux États-Unis ou dans un autre pays ayant conclu une convention fiscale avec le Canada. Depuis le 1^{er} janvier 2001, le U.S. Internal Revenue Service (IRS) exige que certaines sociétés étrangères qui versent des dividendes ou des intérêts à des personnes des États-Unis (y compris les étrangers qui y sont résidents) assujettissent de tels versements à une retenue fiscale (« Backup Withholding ») de 31 pour cent qui doit être remise au IRS. Cette retenue s'ajoute à la retenue d'impôt de 15 pour cent sur les non-résidents exigée par la loi canadienne. Les résidents de pays avec lesquels le Canada n'a pas conclu de convention fiscale sont assujettis à une retenue d'impôt de 25 pour cent sur les dividendes aux termes de la loi canadienne.

ACTIONS ORDINAIRES

Agents des transferts et agents chargés de la tenue des registres : Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Winnipeg, Calgary et Vancouver) et Computershare Trust Company (New York).

ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres pour les actions privilégiées ci-dessous : Société de fiducie Computershare du Canada (Montréal, Toronto, Winnipeg, Calgary et Vancouver).

- Actions privilégiées de premier rang rachetables, à dividende cumulatif, série U et série Y

* Marque de service de Merrill Lynch & Co. Inc.

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS

TITRES PRIVILÉGIÉS

Fiduciaire des titres privilégiés ci-dessous : The Bank of New York (New York)

- TOPrS^{SM*} 8,75 % (Les TOPrS sont des obligations de TransCanada Capital, fiducie commerciale non affiliée.)
- Titres privilégiés 8,25 %

OBLIGATIONS DE PREMIÈRE HYPOTHÈQUE SUR LE PIPELINE

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres : Compagnie Trust CIBC Mellon, à titre d'agent de la Compagnie Trust National (Toronto). Agent conjointement chargé de la tenue des registres et domicile de paiement, série du R.-U. 16,50 % : Computershare Services plc (Londres, Angleterre).

DÉBENTURES DE TRANSCANADA

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, séries canadiennes ci-dessous : Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver).

10,80 % série L	11,90 % série S
11,10 % série N	11,80 % série U
10,50 % série O	9,80 % série V
10,50 % série P	9,45 % série W
10,625 % série Q	8,40 % série A
11,85 % série R	

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, séries des États-Unis 9,875 %, 8,625 % et 8,50 % : The Bank of New York (New York).

DÉBENTURES DE NGTL

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, séries canadiennes ci-dessous : Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver).

11,95 % série 13	12,20 % série 20
11,70 % série 15	12,20 % série 21
11,20 % série 18	8,30 % série 22
12,625 % série 19	8,90 % série 23

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, débetures des États-Unis des séries 8,50 % et 7,875 % ; et billets des États-Unis des séries 7,875 % et 8,50 % : U.S. Bank Trust National Association.

DÉBENTURES SUBORDONNÉES

Fiduciaire et agent chargé de la tenue des registres, série des États-Unis 9,125 % : The Bank of Nova Scotia Trust Company of New York.

BILLETS À MOYEN TERME DE TRANSCANADA AU CANADA ET BILLETS À MOYEN TERME DE NGTL AU CANADA

Fiduciaire : Compagnie Trust CIBC Mellon (Halifax, Montréal, Toronto, Winnipeg, Regina, Calgary et Vancouver).

BILLETS À MOYEN TERME DE TRANSCANADA AUX ÉTATS-UNIS

Fiduciaire : The Bank of New York (New York) (billets non subordonnés).

BILLETS À MOYEN TERME DE NGTL AUX ÉTATS-UNIS

Fiduciaire : U.S. Bank Trust National Association.

RÉGIE DE L'ENTREPRISE

Le rapport sur la régie de la Société est inclus dans l'avis de convocation à l'assemblée annuelle des porteurs d'actions ordinaires de 2002 et la circulaire d'information de la direction de TransCanada.

SOURCES D'INFORMATION

NOTICE ANNUELLE

On peut se procurer un exemplaire de la notice annuelle de 2001 que TransCanada dépose auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada, ou du formulaire F-40 qu'elle dépose auprès de la U.S. Securities and Exchange Commission, en s'adressant au :

Secrétaire de la Société
TransCanada PipeLines Limited
P.O. Box 1000, Station M
Calgary (Alberta) Canada T2P 4K5

* Marque de service de Merrill Lynch & Co., Inc.

RENSEIGNEMENTS À L'INTENTION DES INVESTISSEURS

If you wish to obtain an English copy of this report, please make your request in writing to: TransCanada PipeLines Limited, Office of the Secretary.

SERVICES AUX ACTIONNAIRES

Les actionnaires inscrits qui souhaitent :

- communiquer un changement d'adresse
- mettre fin à des envois multiples
- demander des renseignements au sujet de chèques, de certificats d'actions, de transferts de titres ou de mises à jour d'un compte du régime de réinvestissement des dividendes

sont priés de s'adresser à l'agent des transferts par écrit, par téléphone ou par courriel :

Société de fiducie Computershare du Canada
Equity Transfer Services
600, 530 – 8 Avenue SW
Calgary (Alberta) Canada T2P 3S8
Téléphone : (403) 267-6555
Sans frais : 1 888 267-6555
Courriel : caregistryinfo@computershare.com

Les propriétaires véritables des actions (actions détenues par le courtier de l'actionnaire au nom de la maison de courtage) devraient adresser toute question d'ordre administratif à leur courtier. Pour recevoir les rapports trimestriels, prière de communiquer votre nom et votre adresse à la Société de fiducie Computershare du Canada, par courrier postal ou courrier électronique.

WWW.TRANSCANADA.COM

Des renseignements sur les finances et d'autres aspects de l'exploitation de la Société, y compris les rapports trimestriels et les communiqués, sont disponibles sur notre site Internet à l'adresse www.transcanada.com.

RENDEMENT DES ACTIONS TRP

FOURCHETTE DES COURS DES ACTIONS ORDINAIRES

Bourse de Toronto	Haut	Bas
Premier trimestre 2001	19,52	14,85
Deuxième trimestre 2001	19,35	17,50
Troisième trimestre 2001	21,13	18,45
Quatrième trimestre 2001	20,95	18,71

Bourse de New York (en dollars US)		
Premier trimestre 2001	12,48	9,88
Deuxième trimestre 2001	12,68	11,32
Troisième trimestre 2001	13,41	12,17
Quatrième trimestre 2001	13,40	11,91

TABLE DE CONVERSION DES MESURES

SI	Impérial	Facteur
kilomètres	milles	0,62
millimètres	pouces	0,04
gigajoules	millions de BTU	0,95
mètres cubes*	pièdes cubes	35,3
degrés Celsius	degrés Fahrenheit	(i) multiplier par 1,8 et ajouter 32 degrés (ii) pour convertir en degrés Celsius, soustraire 32 degrés et diviser par 1,8

*Compte tenu d'une pression de base du gaz naturel de 101,325 kilopascals et d'une température de base de 15 degrés Celsius.

CONSEIL D'ADMINISTRATION

(au 26 février 2002)

RICHARD F. HASKAYNE, O.C., F.C.A.

Président du conseil
TransCanada PipeLines Limited
Calgary (Alberta)

HAROLD (HAL) KVISLE

Président et chef de la direction
TransCanada PipeLines Limited
Calgary (Alberta)

DOUGLAS D. BALDWIN, ing.

Administrateur de sociétés
Calgary (Alberta)

RONALD B. COLEMAN

Président, R. B. Coleman Consulting Co. Ltd.
Calgary (Alberta)

WENDY DOBSON

Professeure, Rotman School of Management et
directrice, Institute for International Business
Université de Toronto
Toronto (Ontario)

L'HONORABLE PAULE GAUTHIER, C.P., O.C., O.Q., C.F.*

Associée principale, Desjardins Ducharme Stein Monast
Québec (Québec)

KERRY L. HAWKINS

Président, Cargill Limited
Winnipeg (Manitoba)

L'HONORABLE DONALD S. MACDONALD, C.P. C.C.**

Administrateur de sociétés
Toronto (Ontario)

DAVID P. O'BRIEN***

Président et chef de la direction
PanCanadian Energy Corporation
Calgary (Alberta)

JAMES R. PAUL

Président du conseil, James and Associates
Kingwood (Texas)

HARRY G. SCHAEFER, F.C.A.

Président, Schaefer & Associates Ltd. et
vice-président du conseil, TransCanada PipeLines Limited
Calgary (Alberta)

W. THOMAS STEPHENS

Administrateur de sociétés
Greenwood Village (Colorado)

JOSEPH D. THOMPSON, ing.

Président du conseil, PCL Construction Group Inc.
Edmonton (Alberta)

* Nomination le 29 janvier 2002

** Ne se reporte pas candidat à l'élection des administrateurs

*** Nomination le 31 octobre 2001

RENSEIGNEMENTS SUR LA SOCIÉTÉ

DIRIGEANTS

(au 26 février 2002)

HAROLD N. KVISLE

Président et chef de la direction

ALBRECHT W.A. BELLSTEDT, c.r.

Vice-président directeur, Affaires juridiques et chef du contentieux

RUSSELL K. GIRLING

Vice-président directeur et chef des finances

DENNIS J. MCCONAGHY

Vice-président directeur, Mise en valeur du gaz

ALEXANDER J. POURBAIX

Vice-président directeur, Mise en valeur de l'électricité

SARAH E. RAISS

Vice-présidente directrice, Services généraux

RONALD T. TURNER

Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie

Trois nominations à des postes de dirigeants ont eu lieu en 2001. Harold N. Kvisle a été nommé président et chef de la direction et membre du conseil d'administration en avril 2001. M. Kvisle a joint les rangs de la Société en 1999 en qualité de vice-président directeur, Commerce et expansion des affaires; il était responsable du programme de désinvestissement de la Société.

Dennis J. McConaghy a été nommé vice-président directeur, Mise en valeur du gaz, et Alexander J. Pourbaix a été nommé vice-président directeur, Mise en valeur de l'électricité.

Nous profitons de l'occasion pour remercier Valentin (Val) Mirosh, qui a pris sa retraite de TransCanada à la fin de 2001. M. Mirosh a contribué au progrès de TransCanada sur plusieurs fronts, y compris la stratégie de l'entreprise, la mise en valeur des régions nordiques et l'évolution du cadre réglementaire de la Société.

TRANSCANADA ET LA COLLECTIVITÉ

TransCanada publie également des rapports annuels sur ses programmes en matière d'investissement dans la collectivité, de santé, sécurité et environnement et d'émissions de gaz à effet de serre. On peut obtenir un exemplaire des rapports suivants à www.transcanada.com :

Community Investment, Year in Review

Health, Safety and Environment Annual Report

Submission to the Climate Change Voluntary Challenge and Registry

Pour recevoir un exemplaire de ces rapports par la poste, prière de s'adresser à :

Communications and Government Relations

P.O. Box 1000, Station M

Calgary (Alberta) T2P 4K5

(403) 920-2000



TransCanada

Du possible au réel

**TransCanada PipeLines Limited
TransCanada Tower
450 – 1st Street SW
Calgary (Alberta) T2P 5H1
(403) 920-2000**

**TransCanada est heureuse de répondre aux questions
des actionnaires et des investisseurs.**

Prière de téléphoner à :

**David Moneta
Directeur, Relations avec les médias
au 1 (800) 361-6522
(Canada et États continentaux des États-Unis)**

**Site Internet de TransCanada :
www.transcanada.com**