

## 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 2002.*

### Revue des résultats financiers consolidés

#### POINTS SAILLANTS

**Accroissement du bénéfice** Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies (bénéfice net) de TransCanada a augmenté de 61 millions de dollars ou 9 pour cent, pour s'établir à 747 millions de dollars (1,56 \$ par action) en 2002, comparativement à 686 millions de dollars (1,44 \$ par action) en 2001.

**Accroissement des rentrées de fonds** Par rapport au chiffre de 1,6 milliard de dollars inscrit en 2001, les fonds provenant des activités poursuivies ont progressé de 203 millions de dollars, ou 13 pour cent, pour atteindre 1,8 milliard de dollars en 2002.

**Raffermissement du bilan** En 2002, TransCanada a remboursé des emprunts de 486 millions de dollars à l'échéance, réduit de 46 millions de dollars le solde des billets à payer et augmenté ses capitaux propres de 320 millions de dollars, ce qui lui a permis de raffermir son bilan.

**Majoration du dividende** Le 28 janvier 2003, le conseil d'administration de TransCanada a majoré de 8 pour cent le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation, pour le faire passer de 0,25 \$ par action à 0,27 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003.

**Croissance des entreprises essentielles** En 2002, TransCanada a investi plus de 800 millions de dollars dans ses entreprises de transport de gaz et d'électricité à même ses flux de trésorerie.

#### APERÇU DES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>			
<b>Bénéfice net (perte nette) revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>			
Activités poursuivies	747	686	628
Activités abandonnées	–	(67)	61
	747	619	689
<b>Bénéfice net (perte nette) par action – de base</b>			
Activités poursuivies	1,56 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	(0,14)	0,13
	1,56 \$	1,30 \$	1,45 \$

## APERÇU DES RÉSULTATS SECTORIELS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Transport	653	585	623
Électricité	146	168	85
Siège social	(52)	(67)	(80)
Activités poursuivies	747	686	628
Activités abandonnées	–	(67)	61
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	747	619	689

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, le bénéfice revenant aux porteurs d'actions ordinaires s'est élevé à 747 millions de dollars (1,56 \$ par action). Ce chiffre se compare au bénéfice net de 619 millions de dollars (1,30 \$ par action) inscrit en 2001, qui comprenait une perte nette découlant des activités abandonnées de 67 millions de dollars (0,14 \$ par action), et au bénéfice net de 689 millions de dollars (1,45 \$ par action) inscrit en 2000, englobant un bénéfice net découlant des activités abandonnées de 61 millions de dollars (0,13 \$ par action).

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002 a atteint 747 millions de dollars (1,56 \$ par action), comparativement à 686 millions de dollars (1,44 \$ par action) en 2001 et à 628 millions de dollars (1,32 \$ par action) en 2000. L'augmentation de 2001 à 2002 provient surtout du bénéfice supérieur de l'entreprise de transport et de la compression des charges dans le secteur Siège social, en partie neutralisés par le recul du bénéfice de l'entreprise d'électricité. L'accroissement du bénéfice de l'entreprise d'électricité et la réduction des charges financières et des charges sur les titres privilégiés ont été les principaux facteurs d'augmentation en 2001 comparativement à 2000. En 2001, le bénéfice de l'entreprise d'électricité reflétait la capacité de la Société de profiter d'occasions de marché appréciables suscitées par les prix élevés de l'électricité, et leur volatilité.

En juin 2002, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a fait connaître à TransCanada sa décision au sujet de la demande concernant un rendement équitable (demande sur le rendement équitable) en vue de déterminer le coût du capital à inclure dans le calcul des droits définitifs de 2001 et de 2002 pour son réseau principal au Canada. Les résultats de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 comprennent un bénéfice net après impôts de 36 millions de dollars (0,08 \$ par action), représentant l'incidence de la décision sur le rendement équitable pour 2001 (16 millions de dollars) et 2002 (20 millions de dollars). Les résultats de 2002 reflètent également un montant de 7 millions de dollars se rapportant à la quote-part de TransCanada découlant d'une décision en faveur de Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (Great Lakes) au sujet de la taxe d'utilisation au Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs. En 2002, TransCanada a choisi de passer en charges les options sur actions, et l'incidence de cette modification comptable sur le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 a été de 2 millions de dollars.

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies de 2000 était constitué 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.

## TRANSCANADA – STRATÉGIE

*TransCanada a pour mission* d'être l'un des fournisseurs les plus rentables, concurrentiels et fiables de services de transport de gaz naturel et de production d'électricité sur les marchés de gros à l'échelle de l'Amérique du Nord, avec de solides racines dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et des relations fructueuses avec les clients clés des régions consommatrices.

*Les stratégies de TransCanada* pour concrétiser sa mission demeurent les suivantes :

- maximiser le potentiel de l'entreprise de transport de gaz naturel de la Société en Amérique du Nord et en soutenir la croissance;
- établir un nouveau modèle d'entreprise réglementée qui génère de la valeur pour les clients, réduise les risques à long terme pour les pipelines de transport sur de grandes distances au Canada et permette à la Société d'obtenir un rendement équitable et concurrentiel;
- assurer la croissance de l'entreprise d'électricité;
- atteindre les objectifs d'excellence opérationnelle, tout en assurant aux clients un service fiable à faibles coûts;
- maintenir la solide situation financière de la Société et en tirer parti.

## TRANSCANADA – FAITS NOUVEAUX

Grâce aux efforts déployés en vue d'assurer la mise en œuvre disciplinée des stratégies, TransCanada a affiché un rendement financier des plus satisfaisants en 2002; son bénéfice net et ses flux de trésorerie liés à l'exploitation ont augmenté, et son bilan est demeuré solide. Ses flux de trésorerie autogénérés substantiels lui ont permis de continuer de rembourser des emprunts à l'échéance, d'investir dans ses entreprises essentielles, soit le transport de gaz naturel et l'électricité, et de maintenir de fermes liquidités. En outre, compte tenu de la situation financière et du rendement financier de TransCanada, le conseil d'administration a majoré le dividende trimestriel sur les actions ordinaires de la Société, qui est passé de 0,20 \$ par action en 2000, à 0,225 \$ par action en 2001, à 0,25 \$ par action en 2002, puis à 0,27 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003.

La Société continue de profiter d'un accès très favorable aux marchés financiers. En 2002, TransCanada a mis en place une nouvelle facilité de crédit de 1,5 milliard de dollars auprès d'un consortium bancaire pour remplacer les lignes de crédit devant expirer vers le milieu de 2003. La Société dispose par ailleurs de programmes généraux d'enregistrements en attente auprès des autorités en valeurs mobilières canadiennes et américaines lui permettant d'émettre des titres d'un montant de 2 milliards de dollars et de 1 milliard de dollars US, respectivement.

Conformément à ses stratégies qui visent à maximiser le potentiel du réseau de transport de gaz naturel et de l'entreprise d'électricité et à en assurer la croissance, la Société a investi plus de 800 millions de dollars dans ses actifs de transport de gaz naturel et de production d'électricité en 2002. Dans le secteur du transport, TransCanada a continué de mettre en liaison des approvisionnements gaziers supplémentaires dans le BSOC, a élargi son réseau de gazoducs dans l'ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique pour répondre à la demande croissante en Californie et dans la région du nord-ouest des États-Unis, et a fait croître ses investissements dans les entreprises pipelinaires nord-américaines (EPNA). En 2002, TransCanada a continué 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. Au sein de l'entreprise d'électricité, TransCanada a mis en exploitation deux nouvelles centrales électriques, a mené à bien l'acquisition de la centrale électrique de ManChief et a fait connaître son intention de se porter acquéreur d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P. pour une somme de 376 millions de dollars, sous réserve des ajustements à la clôture de l'opération.

Tout au long de 2002, TransCanada a tenu des discussions approfondies avec les intervenants de l'industrie au sujet d'un modèle d'entreprise futur pour ses gazoducs réglementés au Canada. La demande de droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada, déposée auprès de l'ONÉ en septembre 2002, et les modifications proposées à la structure tarifaire pour le réseau de l'Alberta, déposées auprès de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA) en janvier 2003, tiennent compte des discussions avec les intervenants et de l'opinion de TransCanada au sujet du modèle d'entreprise futur. En juin 2001, TransCanada avait déposé auprès de l'ONÉ une demande concernant le rendement équitable, dans laquelle la Société voulait faire approuver un coût du capital moyen pondéré après impôts (CCMPAI) de 7,5 pour cent à inclure dans les droits de 2001 et 2002 pour le réseau principal au Canada. En juin 2002, à la suite d'une audience, l'ONÉ a rendu sa décision de ne pas adopter la méthode fondée sur le CCMPAI, mais a augmenté l'avoir réputé des actionnaires ordinaires pour le faire passer de 30 pour cent à 33 pour cent. Bien que la Société soit déçue de la décision de l'ONÉ, qui à son avis ne reconnaît pas adéquatement les risques commerciaux à long terme inhérents au réseau principal au Canada, TransCanada maintient son engagement pour son entreprise pipelinère canadienne. En février 2003, l'ONÉ a refusé la demande de TransCanada sollicitant l'examen et la modification de la décision sur le rendement équitable.

## **TRANSCANADA – PERSPECTIVES**

TransCanada poursuivra la mise en œuvre de sa stratégie en 2003. La Société ciblera alors les occasions de croissance et les possibilités de maximiser le potentiel des entreprises de transport de gaz naturel et d'électricité de façon à rehausser la valeur pour les actionnaires et à répondre aux besoins uniques des clients dans un marché en constante évolution. TransCanada ciblera également ses efforts sur la concrétisation d'un modèle d'entreprise axé sur l'excellence opérationnelle et sur l'élaboration du futur modèle d'entreprise pour ses gazoducs réglementés au Canada. Le bénéfice et les flux de trésorerie de la Société, conjugués à son bilan et à ses liquidités favorables au 31 décembre 2002, lui confèrent la souplesse financière requise pour faire des investissements disciplinés dans ses deux entreprises essentielles, tout en accordant une attention particulière à l'acquisition et à l'aménagement d'actifs rentables et bien situés.

En février 2003, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un règlement avec les clients du réseau de l'Alberta. S'il est approuvé par la CESPA, ce règlement fera baisser les besoins en produits fixes, qui passeront de 1,347 milliard de dollars en 2002 à 1,277 milliard de dollars en 2003. Ce règlement devrait faire baisser le bénéfice net de 2003 d'environ 40 millions de dollars après impôts. En collaboration avec ses clients, TransCanada a négocié un règlement qui accorde autant d'importance aux intérêts des clients qu'à ceux des actionnaires. Cependant, la décision sur le rendement équitable rendue par l'ONÉ a influé pour beaucoup sur la négociation de ce règlement, car elle a fourni un repère pour les négociations au sujet du réseau en Alberta.

## TRANSCANADA – POSITION DE CONCURRENCE

Forte des atouts présentés ci-après, TransCanada est très bien placée pour faire face à la concurrence :

### Transport

- *Accès incomparable aux marchés* Les connexions haute capacité depuis le BSOC jusqu'aux principaux marchés nord-américains permettent à la Société de jouir d'une position stratégique sur le marché gazier continental et d'assurer aux producteurs la qualité de desserte, la pénétration et la souplesse requises pour tirer parti de l'intensification de la demande. Compte tenu de la capacité, de l'infrastructure et de l'accès aux marchés actuels ainsi que de la facilité d'expansion qu'offrent ses réseaux de transport, TransCanada possède un avantage concurrentiel pour attirer les nouveaux approvisionnements gaziers des régions nordiques et de la Colombie-Britannique.
- *Expérience et savoir-faire* Au cours des 50 dernières années, TransCanada a acquis un riche savoir-faire dans le domaine de la construction de gazoducs de grand diamètre dans des climats froids. La Société est l'un des plus importants exploitants, à l'échelle mondiale, de stations de compression à turbines à gaz haute capacité, et l'exploitant d'un des réseaux de gazoducs gérés par ordinateur les plus perfectionnés et les plus vastes du monde.
- *Excellence opérationnelle* La Société jouit d'une réputation éloquente en matière de fiabilité et de sécurité, et elle mise sur l'innovation et les meilleures pratiques pour assurer un service fiable à faibles coûts.

### Électricité

- *Compréhension profonde des marchés continentaux* La connaissance approfondie des marchés énergétiques, des occasions d'affaires et des concurrents en Amérique du Nord que possède TransCanada est mise en évidence par sa compréhension profonde de ses principaux marchés. En outre, la Société a acquis une vaste expérience de la déréglementation dans le secteur de l'électricité.
- *Capacité de structurer des accords et de gérer les risques* Principal ingrédient de son succès, le savoir-faire de la Société en matière d'analyse, de structure d'accords et de gestion des risques est appuyé par des activités de commercialisation conçues pour tirer parti des occasions suscitées par la volatilité des marchés.
- *Excellence opérationnelle* L'entreprise d'électricité de TransCanada est caractérisée par l'engagement qu'elle a d'afficher l'un des rendements les plus élevés de l'industrie, comme en font foi ses turbines hautement efficaces qui ont fonctionné à un taux de disponibilité moyen de plus de 95 pour cent en 2002. Son équipe de direction a prouvé sa capacité à maximiser la valeur des actifs actuels et à cerner les nouvelles occasions prometteuses, tant pour les acquisitions que pour l'aménagement d'installations.

## TRANSCANADA – DÉFIS ET OCCASIONS

Pour l'entreprise de gazoducs de TransCanada, les deux plus importants défis à long terme sont la concurrence et le risque inhérent au déclin des approvisionnements du BSOC. Depuis plusieurs années, TransCanada déploie des efforts soutenus, en collaboration avec tous les intervenants, pour faire profiter à ses clients de services souples à prix compétitifs et pour produire un rendement équitable sur les actifs pipeliniers compte tenu des risques. Les possibilités d'assurer la croissance de l'entreprise pipelinère de TransCanada demeureront nombreuses. La demande de gaz naturel en Amérique du Nord devrait augmenter de plus de 25 pour cent au cours des dix prochaines années. On s'inquiète du fait que les réserves des bassins d'approvisionnement traditionnels en Amérique du Nord ne puissent peut-être pas répondre à l'intensification de la demande de gaz naturel. Il faudra peut-être faire appel à d'autres sources d'approvisionnements, notamment l'Alaska, le delta du Mackenzie et le gaz naturel liquéfié (GNL), pour répondre à cette demande. TransCanada est bien placée pour aménager et exploiter les infrastructures requises de manière à créer des débouchés pour ces nouveaux approvisionnements.

Les connexions haute capacité depuis le BSOC jusqu'aux principaux marchés nord-américains permettent à la Société de jouir d'une position enviable pour assurer le transport du gaz naturel des régions nordiques. TransCanada peut mettre des avantages concurrentiels concrets au profit de ces projets. Advenant qu'il soit nécessaire d'importer des volumes supplémentaires de GNL pour répondre aux besoins des marchés nord-américains, TransCanada dispose de la technologie et de la capacité pipelinère requises pour alimenter les marchés. Les approvisionnements de gaz des régions nordiques et de GNL font partie des perspectives à long terme de la Société.

Pour assurer sa croissance, l'entreprise d'électricité fait face à certains enjeux, notamment les incertitudes entourant la déréglementation, la disponibilité future de combustible à des prix économiques, la production d'électricité excédentaire et le prix de l'électricité à long terme.

La stratégie préconisée par TransCanada pour assurer la croissance de son entreprise d'électricité est appuyée par les prévisions que la majorité de l'accroissement de la demande de gaz naturel est tributaire de la demande d'électricité. En dépit du fait qu'on ait assisté à une forte hausse de l'offre d'électricité dans certains marchés au cours des dernières années, TransCanada estime qu'il existe des créneaux pour son entreprise d'électricité. L'augmentation de la demande d'électricité et de vapeur dans le secteur des sables pétrolifères albertains et dans d'autres secteurs industriels présente des occasions de croissance appréciables. TransCanada possède une riche expérience et jouit d'avantages concurrentiels pour l'aménagement d'installations de cogénération.

La stratégie de croissance de TransCanada se fonde en grande partie sur l'acquisition d'actifs existants dans les secteurs des gazoducs et de l'électricité. Compte tenu des difficultés financières éprouvées par certains des concurrents de TransCanada, la Société entend tirer parti de possibilités d'acquisition permettant de créer de la valeur pour les actionnaires.

## Transport

### POINTS SAILLANTS

**Accroissement du bénéfice** Le bénéfice net de l'entreprise de transport de TransCanada a augmenté de 68 millions de dollars, passant de 585 millions de dollars en 2001 à 653 millions de dollars en 2002. De ce montant, 10 millions de dollars ont été générés par le réseau de l'Alberta, 33 millions de dollars proviennent du réseau principal au Canada et 24 millions de dollars ont été tirés des EPNA.

**Réseau de l'Alberta** Le règlement tarifaire approuvé pour le réseau de l'Alberta (RTRA) pour 2001-2002 est arrivé à expiration à la fin de 2002. TransCanada, par le truchement de consultations avec les principaux intervenants, a conclu un règlement d'un an visant à fixer les besoins en produits pour 2003. Le règlement, ainsi que les modifications proposées au modèle de tarification et les nouveaux services soumis à la CESPAC pour approbation, constitueront les fondements des droits pour le réseau de l'Alberta en 2003.

**Réseau principal au Canada** En juin 2002, l'ONÉ a fait connaître à TransCanada sa décision sur le rendement équitable visant à déterminer le coût du capital à inclure dans le calcul des droits de 2001 et de 2002 pour le réseau principal au Canada de la Société. Bien que l'ONÉ ait approuvé une augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 30 à 33 pour cent, cette décision et le refus de la demande d'examen et de modification de la décision sur le rendement équitable déçoivent TransCanada, car ils ne reconnaissent pas à leur juste valeur les risques commerciaux inhérents à l'exploitation à long terme du réseau principal au Canada.

### APERÇU DES RÉSULTATS – TRANSPORT

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
<b>Gazoducs détenus en propriété exclusive</b>			
Réseau de l'Alberta	214	204	219
Réseau principal au Canada	307	274	281
Réseau de la Colombie-Britannique	6	5	6
	527	483	506
<b>Entreprises pipelinières nord-américaines</b>			
Great Lakes	66	56	52
TC PipeLines, LP	17	15	11
Iroquois	18	16	13
Portland	2	(1)	(2)
Foothills	17	20	22
Trans Québec & Maritimes	8	8	8
Tuscarora	–	–	9
CrossAlta	13	8	6
Mise en valeur des régions nordiques	(6)	(9)	(3)
Autres	(9)	(11)	1
	126	102	117
Bénéfice net	653	585	623

### RÉSEAU DE L'ALBERTA

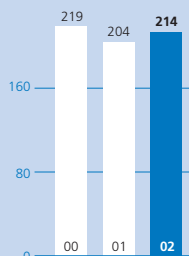
Le réseau de transport de gaz naturel en Alberta, qui appartient à TransCanada en propriété exclusive, rassemble du gaz naturel pour consommation dans la province et achemine du gaz jusqu'à divers points frontaliers où il est raccordé au réseau principal au Canada, au réseau de la C.-B. et à d'autres gazoducs. Ce réseau de 22 700 kilomètres est l'un des plus grands transporteurs de gaz naturel en Amérique du Nord.

### RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

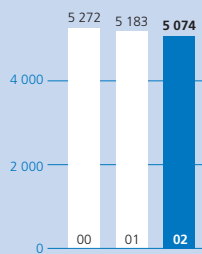
Détenu en propriété exclusive, le réseau de transport de gaz naturel de TransCanada au Canada s'étend sur 14 900 kilomètres depuis la frontière Alberta/Saskatchewan jusqu'à la frontière Québec/Vermont, et est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

### RÉSEAU DE LA C.-B.

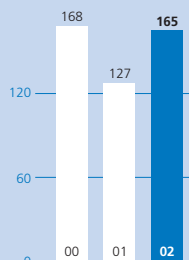
TransCanada détient en propriété exclusive ce réseau de transport de gaz naturel de 200 kilomètres allant de la frontière ouest de l'Alberta à la frontière des États-Unis; il dessert des marchés en Colombie-Britannique ainsi que dans la région du nord-ouest des États-Unis, en Californie et au Nevada.



RÉSEAU DE L'ALBERTA  
BÉNÉFICE NET  
(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)

En 2002, le bénéfice net de l'entreprise de transport s'est élevé à 653 millions de dollars, comparativement à 585 millions de dollars et à 623 millions de dollars en 2001 et 2000, respectivement. La progression du bénéfice de 2001 à 2002 s'explique surtout par la décision sur le rendement équitable pour le réseau principal au Canada, les revenus incitatifs supérieurs tirés des gazoducs détenus en propriété exclusive et le rendement accru de l'investissement de TransCanada dans Great Lakes. Le recul de 2000 à 2001 est principalement attribuable au bénéfice inférieur généré par le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada ainsi qu'aux coûts plus élevés liés aux activités de mise en valeur des régions nordiques de la Société.

## GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – REVUE FINANCIÈRE

**Réseau de l'Alberta** Le bénéfice net de 214 millions de dollars inscrit en 2002 est de 10 millions de dollars supérieur à celui de 2001 et de 5 millions de dollars inférieur à celui de 2000. L'accroissement contre 2001 provient principalement d'un remboursement d'intérêts de 4 millions de dollars à la suite d'une nouvelle cotisation d'impôt pour un exercice antérieur et de l'expiration des frais de soutien transitoires relativement à la structure de tarification en fonction du point de réception adoptée en 2000. Le bénéfice de 2002 et 2001 a été inférieur aux résultats de 2000 en raison de la baisse du taux de rendement implicite des capitaux propres prévu dans le RTRA, comparativement au règlement incitatif pour la réduction des coûts (RIRC) venu à expiration à la fin de 2000. Aux termes du RTRA, la majorité des besoins en produits pour le réseau de l'Alberta en 2002 et 2001 est fixée à des montants négociés de 1,347 milliard de dollars et 1,390 milliard de dollars, respectivement.

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 4 146 milliards de pieds cubes de gaz naturel en 2002, comparativement à 4 059 milliards de pieds cubes en 2001 et à 4 490 milliards de pieds cubes en 2000. Les volumes véhiculés par le réseau de l'Alberta en 2002 représentent environ 17 pour cent du total de la production de gaz naturel en Amérique du Nord et quelque 68 pour cent du gaz naturel produit dans le BSOC.

Le réseau est assujéti à la réglementation de la CESPAs en vertu de la loi intitulée *Gas Utilities Act (Alberta)* (GUA) et de la loi intitulée *Pipeline Act (Alberta)*. Aux termes de la GUA, les prix, les droits ainsi que les autres charges et modalités de service doivent être approuvés par la CESPAs.

**Réseau principal au Canada** Le réseau principal au Canada a dégagé un bénéfice net de 307 millions de dollars en 2002, soit 33 millions de dollars et 26 millions de dollars de plus qu'en 2001 et 2000, respectivement. La hausse en 2002 s'explique principalement par la décision sur le rendement équitable de l'ONÉ, rendue en juin 2002, prévoyant la majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 30 à 33 pour cent à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2001. Le bénéfice net de 2002 reflète donc l'incidence de la décision sur le rendement équitable sur les résultats de 2001 et 2002. L'accroissement du bénéfice a été en partie neutralisé par la diminution du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé par l'ONÉ, qui est passé de 9,90 pour cent en 2000 à 9,61 pour cent en 2001 et à 9,53 pour cent en 2002, jumelée à une base tarifaire moyenne inférieure.

Les livraisons annuelles de gaz naturel effectuées par le réseau principal au Canada ont totalisé 2 630 milliards de pieds cubes en 2002, comparativement à des livraisons de 2 450 milliards de pieds cubes en 2001 et de 2 675 milliards de pieds cubes en 2000. En 2002, les livraisons aux points frontaliers représentaient environ 53 pour cent du total, comparativement à un pourcentage d'environ 50 pour cent en 2001 et 2000.

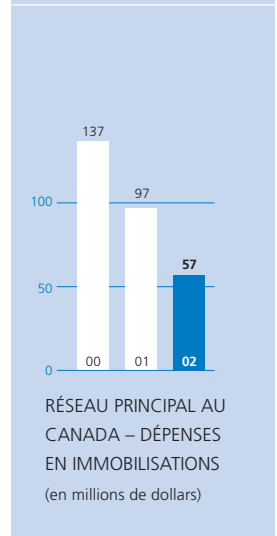
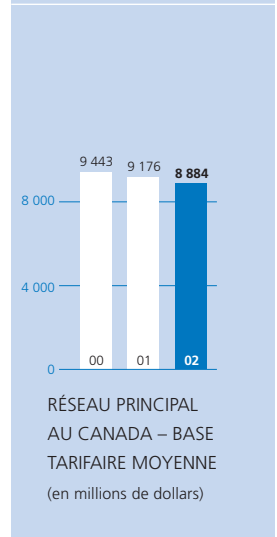
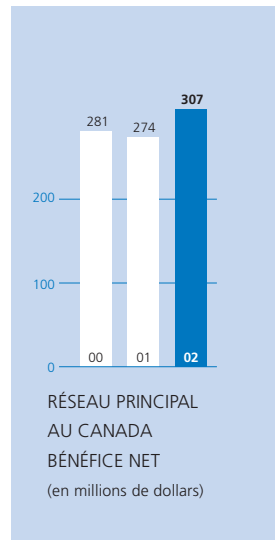
Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ. L'ONÉ fixe des droits qui permettent à TransCanada de recouvrer les coûts prévus pour le transport de gaz naturel et d'obtenir un rendement sur la base tarifaire moyenne de ce réseau. Les nouvelles installations doivent être approuvées par l'ONÉ avant le début des travaux de construction. Tout changement apporté à la base tarifaire, au taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, au taux de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires et à la disponibilité des revenus incitatifs se répercute sur le bénéfice net du réseau principal au Canada.

### GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – FAITS NOUVEAUX

**Réglementation** Dans le but d'établir un nouveau modèle d'entreprise réglementée, la Société a tenu des discussions approfondies avec les intervenants au début de 2002. Le nouveau modèle d'entreprise réglementée propose de modifier l'entreprise de gazoducs réglementés de TransCanada au Canada de façon à permettre à la Société de mieux faire face à la concurrence future pour la demande et les approvisionnements gaziers, tout en procurant des avantages à ses clients. Ce modèle d'entreprise réglementée a pour objet de faire évoluer les prix et services offerts par TransCanada pour les trois gazoducs qu'elle détient en propriété exclusive (réseau de l'Alberta, réseau principal au Canada et réseau de la Colombie-Britannique).

Dans sa demande d'approbation des droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada, TransCanada sollicite une augmentation du prix plancher minimal du service interruptible IT pour le faire passer de 80 pour cent à 110 pour cent du prix du service de transport garanti FT. Le changement proposé permettrait de mieux tenir compte de la valeur associée à la fiabilité et à la souplesse qui font actuellement partie inhérente du prix du service IT, et rehausserait la valeur relative du service FT pour le réseau principal au Canada. TransCanada propose en outre d'établir une nouvelle zone géographique dans le sud-ouest de l'Ontario aux fins de la tarification. TransCanada croit que la création de cette nouvelle zone de tarification fera augmenter la liquidité du marché dans la région, rendra la tarification de TransCanada plus représentative des coûts actuels et rehaussera éventuellement la compétitivité de la Société.

TransCanada a préparé un projet de modification de la tarification du réseau de l'Alberta, qu'elle a soumis à l'approbation de la CESP. Les modifications proposées comprennent un tarif de livraison intra-Alberta, un service de transport sur courte distance, un service d'appariement des prix ainsi qu'une meilleure comptabilisation des coûts pour les augmentations de capacité. En février 2003, par suite d'un règlement conclu avec ses principaux intervenants, TransCanada a soumis à l'approbation de la CESP ses besoins en produits pour 2003.



**Excellence opérationnelle** TransCanada a maintenu son engagement au titre de l'excellence opérationnelle en 2002. La Société a déployé des efforts en vue de rehausser sa capacité d'assurer des services fiables à faibles coûts qui répondent aux besoins de sa clientèle. Elle continue essentiellement d'adhérer à cette stratégie afin de devenir l'entreprise de choix des clients pour relier les nouveaux approvisionnements gaziers aux marchés.

En 2002, les objectifs d'amélioration des services adaptés aux besoins des clients de l'entreprise de transport comprenaient une meilleure résolution des problèmes, l'établissement de relations efficaces avec les membres de la haute direction des clients ainsi que la consolidation et l'amélioration des systèmes d'information utilisés par TransCanada pour gérer les opérations.

La réduction des frais d'exploitation et d'entretien, les coûts en capital unitaires ainsi que le contrôle des frais d'exploitation et d'entretien par volume de gaz transporté étaient au nombre des objectifs ciblés par TransCanada en 2002 pour les fonctions d'exploitation et d'ingénierie. Ils ont été sans exception atteints ou dépassés.

**Croissance des approvisionnements** En 2002, TransCanada a continué de mettre en liaison de nouveaux approvisionnements gaziers dans le BSOC en Alberta et en Colombie-Britannique. Le projet de prolongement du réseau principal dans le nord-ouest de l'Alberta a été achevé au début de 2002. Cette capacité pipelinère additionnelle permet de transporter, depuis la région de Ladyfern en Colombie-Britannique, des volumes contractuels supplémentaires d'environ 415 millions de pieds cubes par jour. Le projet d'expansion Narraway a lui aussi été achevé en 2002. Il assure la livraison de volumes supplémentaires d'environ 100 millions de pieds cubes par jour en provenance des régions de Narraway et de Cutbank dans l'ouest de l'Alberta. En outre, TransCanada a négocié un contrat de service concurrentiel dans la région de Suffield (Alberta) qui permettra de conserver des approvisionnements gaziers qui auraient autrement échappé au réseau de l'Alberta.

La mise en liaison opportune de ces volumes appréciables a permis aux clients de TransCanada de tirer parti des prix avantageux pour le gaz naturel. TransCanada poursuivra sa croissance en recherchant les occasions de mettre en liaison des approvisionnements gaziers supplémentaires.

**Croissance des marchés** TransCanada continue de cibler les occasions de croissance sur les marchés gaziers existants et les marchés naissants. En 2002, TransCanada a augmenté d'environ 350 millions de pieds cubes par jour la capacité de son réseau de gazoducs dans l'ouest de l'Alberta et en Colombie-Britannique pour répondre à la demande croissante en Californie et dans la région du nord-ouest des États-Unis.

Dans la région de Fort McMurray, dans le nord-est de l'Alberta, TransCanada entretient des relations commerciales fructueuses avec ses clients. Les sables pétrolifères et les installations de valorisation qui s'y trouvent dépendent beaucoup du gaz naturel comme source de combustible. En 2002, TransCanada a connu une croissance stable sur ce marché pour ce qui est des volumes de gaz livrés. Il s'agit d'un des marchés nord-américains où la demande promet le plus. Dans d'autres régions de l'Alberta, TransCanada a mis en liaison de nouveaux projets et des projets d'expansion sur les marchés de moindre envergure.

## GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE – PERSPECTIVES

L'entreprise de transport de TransCanada assure depuis longtemps à ses clients l'accès aux marchés et la mise en liaison des approvisionnements gaziers. Au fil de l'évolution des marchés et de la concurrence, l'entreprise de gazoducs détenus en propriété exclusive a continué de fournir à ses clients des produits et services adaptés aux besoins du marché, une structure de coûts concurrentielle et une fiabilité inégalée.

En 2003, l'entreprise de gazoducs détenus en propriété exclusive demeurera axée sur l'amélioration de l'efficacité dans tous les secteurs d'exploitation, tout en continuant d'accorder une grande importance à l'excellence opérationnelle et de tirer parti des progrès technologiques. Par ailleurs, TransCanada maintiendra sa collaboration avec tous les intervenants en vue de résoudre les questions de juridiction, de faire approuver les modifications au modèle d'entreprise réglementée et de relever les enjeux au sujet du rendement équitable.

Pour pallier le déclin de la production dans l'avenir, les producteurs devront explorer et mettre en valeur de nouveaux gisements dont les caractéristiques géologiques s'apparentent à celles du projet Ladyfern et des approvisionnements non conventionnels, tels que la production provenant des réserves de méthane des gisements houillers qui a été reliée au réseau de l'Alberta récemment. Au fur et à mesure que de nouvelles réserves seront mises en valeur dans le BSOC, TransCanada cherchera à relier ces approvisionnements au réseau de l'Alberta.

Le bénéfice net de TransCanada n'est pas directement touché par les fluctuations du coût du gaz naturel. Toutefois, ces dernières peuvent avoir des répercussions sur les niveaux de production et sur les bassins gaziers auxquels les utilisateurs nord-américains choisissent de s'approvisionner. En vertu du modèle de réglementation actuel, les fluctuations des volumes transportés n'ont pas une incidence importante sur le bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive de TransCanada.

**Bénéfice** En 2003, le bénéfice net tiré des gazoducs détenus en propriété exclusive devrait être bien inférieur à celui de 2002.

Pour le réseau de l'Alberta, le règlement d'une durée d'un an au sujet des besoins en produits fixes en 2003, conclu entre TransCanada et ses intervenants, aura sur le bénéfice net du réseau de l'Alberta en 2003 une incidence négative d'environ 40 millions de dollars après impôts comparativement à 2002.

Le bénéfice inscrit par le réseau principal au Canada en 2002 reflète la constatation de l'incidence de la décision sur le rendement équitable pour 2001, ce qui ne sera pas le cas en 2003. Le bénéfice net tiré du réseau principal au Canada en 2003 dépendra du résultat de la demande de droits et tarifs de 2003 actuellement à l'étude par l'ONÉ. Si cette demande était approuvée sans modification, les produits et les flux de trésorerie de TransCanada augmenteraient sensiblement en raison de l'accroissement de l'amortissement. Cependant, un amortissement supérieur influe négativement sur le bénéfice, compte tenu de la réduction la base tarifaire en découlant.

**Dépenses en immobilisations** En 2002, les dépenses en immobilisations affectées aux gazoducs détenus en propriété exclusive ont totalisé 272 millions de dollars. Elles comprenaient environ 113 millions de dollars engagés pour rehausser la capacité de transport des réseaux de l'Alberta et de la Colombie-Britannique afin de desservir les marchés en plein essor en Californie et dans la région du nord-ouest des États-Unis. En 2003, les dépenses en immobilisations devraient baisser d'environ 70 millions de dollars comparativement à 2002, puisque les dépenses requises pour faire augmenter la capacité seront moindres.

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

**Concurrence et réglementation** Le réseau de TransCanada doit faire face à la concurrence pour ce qui est des points d'approvisionnement et des débouchés. Cette concurrence est suscitée par les autres gazoducs ayant accès aux réserves du BSOC, qui sont parvenues à la maturité. La construction du gazoduc Alliance, qui s'étend du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'à la région de Chicago, et l'expiration de contrats de transport ont entraîné d'importantes réductions de capacité garantie pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada. Ce dernier est effectivement devenu le gazoduc d'« appoint » à partir du BSOC, puisqu'il absorbe la majorité des fluctuations de volume dans ce secteur d'approvisionnement.

Selon les estimations établies par TransCanada à la fin de 2001, les réserves découvertes actuelles du BSOC sont de 56 billions de pieds cubes et le ratio des réserves à la production, compte tenu de la production actuelle, est d'environ neuf ans. Les réserves supplémentaires qui sont découvertes régulièrement contribuent à maintenir le ratio des réserves à la production à environ neuf ans. Les prix du gaz naturel dans l'avenir devraient être supérieurs aux moyennes historiques à long terme en raison de la très faible marge entre l'offre et la demande, ce qui devrait encourager les activités d'exploration et de production dans le BSOC.

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 rivaliser principalement avec le gazoduc Alliance, qui s'alimente à certaines des mêmes usines à gaz. La capacité de réception maximale du gazoduc Alliance est d'environ 1,7 milliard de pieds cubes par jour, comparativement à la moyenne des volumes reçus par le réseau de l'Alberta de TransCanada, soit 11,2 milliards de pieds cubes par jour en 2002. Dans le sud de l'Alberta, deux gazoducs sont reliés au réseau principal au Canada et possèdent une capacité cumulée de 0,4 milliard de pieds cubes par jour. En outre, le réseau de l'Alberta a fait, et continuera de faire face à une concurrence croissante d'autres gazoducs.

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 sont les principaux concurrents. Le gazoduc Alliance transporte du gaz naturel depuis le BSOC à destination des marchés du Midwest américain, où le gazoduc Vector est relié au gazoduc Alliance et transporte du gaz naturel à destination des marchés de l'est du Canada, ce qui permet essentiellement de contourner entièrement le réseau principal au Canada. En outre, il existe plusieurs petits réseaux de gazoducs qui rivalisent avec TransCanada pour les marchés de l'est du pays. TransCanada doit également rivaliser pour conserver ses clients et en attirer de nouveaux sur le marché du nord-est des États-Unis, où les consommateurs peuvent opter pour des approvisionnements américains, des approvisionnements en gaz naturel liquéfié importés ou du gaz naturel provenant du bassin d'alimentation situé 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 FT viennent à échéance pourraient avoir recours à certaines de ces options.

Dans ce contexte de vive concurrence, certains contrats n'ont pas été renouvelés pour le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada. Compte tenu des contrats de service FT non renouvelés, il existe des quantités importantes de capacité garantie excédentaire pour le service IT sur le réseau principal au Canada. Par conséquent, le service IT offre à certains expéditeurs une souplesse et une fiabilité comparables au service FT. En 2002, le prix du service IT pour le réseau principal au Canada a été déterminé en fonction des offres reçues des expéditeurs comportant un prix plancher de 80 pour cent du prix du service FT. Pour le réseau principal au Canada, on a constaté des réductions des contrats de service FT, pour les livraisons prenant origine à la frontière de l'Alberta et en Saskatchewan, d'environ 2,1 milliards de pieds cubes par jour, ou près de 31 pour cent de la capacité du réseau. Compte tenu de la réduction des volumes contractuels pour le service FT, les droits ont augmenté pour le réseau principal au Canada. Toutefois, les augmentations tarifaires attribuables au non-renouvellement des contrats sont quelque peu atténuées par la hausse des volumes transportés aux termes des contrats de service IT. Il existe des possibilités limitées de réduire les tarifs dans l'avenir en rehaussant les volumes transportés par le réseau principal au Canada. La Société ne prévoit pas que l'utilisation du réseau principal au Canada augmentera à court ou à moyen terme, puisque les approvisionnements supplémentaires du BSOC devraient être absorbés par la demande accrue dans l'Ouest canadien et par les volumes supplémentaires transportés par d'autres réseaux de gazoducs.

Pour réagir à l'intensification de la concurrence, l'entreprise de transport se penche sur les changements à apporter au modèle d'entreprise réglementée. En 2003, TransCanada maintiendra sa collaboration avec les intervenants afin de faire progresser divers aspects de son modèle d'entreprise concurrentiel pour le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de la Colombie-Britannique.

La demande de droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada que TransCanada a déposée auprès de l'ONÉ comprenait une demande d'augmentation du taux d'amortissement et d'examen des initiatives de la Société en matière de services et de tarification. Les décisions que rendra l'ONÉ sur la demande de droits et tarifs de 2003 de TransCanada pourraient influencer sur le bénéfice de TransCanada en 2003. En février 2003, l'ONÉ a refusé la demande de TransCanada, qui sollicitait l'examen et la modification de la décision sur le rendement équitable. Par conséquent, la Société s'inquiète des incidences à long terme d'un rendement financier qui décourage les investissements supplémentaires dans les réseaux de transport de gaz naturel existants au Canada.

La CESPAC étudie actuellement la possibilité d'effectuer une enquête générale sur le coût du capital pour tous les services publics en Alberta. TransCanada est d'avis que cette enquête ne devrait pas englober le réseau de l'Alberta. Si la CESPAC décidait d'aller de l'avant avec l'enquête et si le réseau de l'Alberta devait en faire l'objet, TransCanada ferait pleinement valoir ses opinions sur les taux de rendement requis pour favoriser des investissements pipeliniers.

**Sécurité** En 2002, TransCanada a collaboré étroitement avec les organismes de réglementation, les clients et les collectivités pour assurer la sécurité de ses employés et du grand public en tout temps. Durant l'exercice, deux fuites se sont produites dans des régions relativement éloignées du Manitoba et de l'Alberta, et les incidences ont été minimales. Les fonds engagés au titre de l'intégrité des gazoducs devraient s'établir à environ 80 millions de dollars en 2003, comparativement à 53 millions de dollars en 2002. TransCanada maintient un système de gestion rigoureuse des risques qui préconise l'affectation de fonds pour les questions et dans les secteurs ayant la plus grande incidence sur le maintien et l'accroissement de la fiabilité et de la sécurité des réseaux de gazoducs.

**Environnement** TransCanada a déployé des efforts soutenus en 2002 pour minimiser l'incidence de ses activités sur l'environnement. À cette fin, des améliorations sont apportées continuellement dans le cadre du programme de détection et de réparation des fuites et du programme de gestion des émissions de purges sous pression. La technologie novatrice utilisée par TransCanada lui permet de quantifier les fuites et d'effectuer les réparations selon les priorités. De plus, TransCanada a mis à l'essai une nouvelle technologie permettant de minimiser les incidences des ruptures de canalisations. Cette technique permet d'incinérer le gaz qui serait normalement évacué après l'utilisation d'un compresseur auxiliaire transportable et réduit par conséquent la quantité de gaz à effet de serre libérés dans l'atmosphère.

La rubrique Gestion des risques présente des renseignements supplémentaires sur la gestion des risques liés à l'entreprise de transport.

## ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – REVUE FINANCIÈRE

Le groupe des EPNA de TransCanada est constitué des participations directes et indirectes de TransCanada dans différents gazoducs et entreprises connexes. Il comprend en outre les activités de mise en valeur liées à la recherche, par TransCanada, de nouveaux projets de construction de gazoducs et d'occasions apparentées dans les régions nordiques et à l'échelle de l'Amérique du Nord.

La quote-part du bénéfice net des EPNA revenant à TransCanada s'est élevée à 126 millions de dollars, comparativement à 102 millions de dollars en 2001 et à 117 millions de dollars en 2000. La progression de 24 millions de dollars entre 2001 et 2002 s'explique par la hausse de 17 millions de dollars du bénéfice des sociétés affiliées aux États-Unis, qui comprenait la quote-part de 7 millions de dollars revenant à TransCanada à la suite d'une décision en faveur de Great Lakes au sujet de la taxe d'utilisation au Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs. Les participations supplémentaires dans Iroquois Gas Transmission System (Iroquois) et Portland Natural Gas Transmission System (Portland) acquises vers le milieu de 2001, les marges de transport supérieures et les taux de change favorables sont autant de facteurs qui ont également contribué à faire augmenter le bénéfice inscrit par les sociétés affiliées aux États-Unis. Bien que le bénéfice tiré de Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) inscrit par TransCanada ait été de 3 millions de dollars inférieur en raison du recul du rendement des capitaux propres et de la régression de la base tarifaire, ce repli a été plus que neutralisé par le bénéfice inscrit par CrossAlta Gas Storage & Services Ltd. (CrossAlta), qui a affiché une hausse marquée compte tenu des marges élevées sur les services de stockage, de la capacité de stockage accrue et des charges d'exploitation réduites. En outre, les charges engagées pour la mise en valeur des régions nordiques ont diminué en 2002, tandis que le bénéfice de TransGas de Occidente S.A. (TransGas) et de TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (Ventures LP) a progressé.

Le bénéfice net des EPNA en 2001, soit 102 millions de dollars, était de 15 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit en 2000. Cette baisse s'explique par l'intensification des activités de mise en valeur des régions nordiques et d'expansion des affaires au sein de l'entreprise de gazoducs en 2001 et par le gain non récurrent de 7 millions de dollars provenant de la vente d'une participation de 49 pour cent dans Tuscarora Gas Transmission Company (Tuscarora) à TC PipeLines, LP en 2000.

## GREAT LAKES

Le gazoduc 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 gazoduc de 2 010 kilomètres qui dessert le Midwest des États-Unis depuis un point de raccordement au réseau Foothills. TransCanada détient indirectement environ 10 pour cent de Northern Border, par le truchement de sa participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP.

## IROQUOIS

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 détient une participation de 40,96 pour cent dans ce réseau de gazoducs de 604 kilomètres.

## 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 détient une participation de 33,29 pour cent dans Portland.

## ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – FAITS NOUVEAUX

En 2002, les réseaux de Tuscarora et de Ventures LP ont été élargis, une participation dans Northern Border Partners, L.P. (NBPLP) a été acquise, un règlement tarifaire a été conclu pour le réseau de Portland, et TransCanada a continué de participer activement à la mise en valeur des régions nordiques.

**Great Lakes** En 2002, une décision a été rendue en faveur de Great Lakes au sujet de la taxe d'utilisation au Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs. La quote-part de ce règlement revenant à TransCanada s'élevait à environ 7 millions de dollars.

**TC PipeLines, LP** TransCanada possède une participation de 33,4 pour cent dans TC PipeLines, LP, qui détient à son tour une participation de 30 pour cent dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border) et une participation de 49 pour cent dans Tuscarora. En juillet 2002, TC PipeLines, LP a haussé sa distribution trimestrielle pour la faire passer de 0,50 \$ US par part à 0,525 \$ US par part. Il s'agit de la troisième majoration de la distribution trimestrielle en espèces depuis que la société est entrée en exploitation en mai 1999.

**Iroquois** La construction du projet d'expansion Eastchester d'Iroquois va bon train. Certains des ajouts aux installations de compression dans le cadre de l'expansion du réseau ont été mis en service en novembre 2002, et le reste du projet devrait être achevé et prêt à être mis en service d'ici le milieu de 2003. Le projet prolongera le réseau d'Iroquois de Long Island jusqu'à la ville de New York et permettra d'acheminer un volume supplémentaire de 230 millions de pieds cubes par jour sur ce marché.

**Portland** Portland a déposé une demande tarifaire auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) en octobre 2001 qui a été approuvée et mise en vigueur, sous réserve d'un remboursement, en avril 2002. Portland et les représentants des clients ont conclu une entente au sujet des nouveaux droits, et Portland a présenté une entente non contestée auprès de la FERC en octobre 2002, qui a été approuvée intégralement en janvier 2003. Les taux d'amortissement inférieurs et les droits révisés devraient influencer positivement sur les résultats futurs de Portland.

**Northern Border Partners, L.P.** En 2002, la Société s'est portée acquéreur d'une participation dans NBPLP, en contrepartie de 19 millions de dollars. Cette acquisition a conféré à TransCanada une participation dans la société en commandite NBPLP et un droit de vote de 17,5 pour cent au sein du comité des politiques de la société en commandite. NBPLP détient la participation de 70 pour cent dans Northern Border qui n'appartient pas à TC PipeLines, LP.

**TQM** À compter de janvier 2003, TransCanada a pris en charge l'exploitation et l'administration des installations de Trans Québec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM). La période de transition devrait être essentiellement terminée à la fin du premier trimestre de 2003.

**CrossAlta** TransCanada détient une participation de 60 pour cent dans Crossfield Storage Joint Venture et est admissible à une participation comparable dans le bénéfice de CrossAlta. En 2002, CrossAlta a affiché des résultats très favorables en raison des marges supérieures sur les services de stockage, de la capacité de stockage accrue et des frais d'exploitation inférieurs.

**Mise en valeur des régions nordiques** En 2002, TransCanada a continué 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. TransCanada a collaboré avec les principaux intervenants en vue de participer à tout projet de gazoduc éventuel.

TransCanada et Foothills ont eu des discussions avec les producteurs du versant Nord de l'Alaska en 2002 au sujet de la tarification, des coûts en capital, des modalités commerciales et du choix du moment pour la construction du gazoduc de la route de l'Alaska. Ces producteurs cherchent à faire adopter des modifications législatives à Washington (D.C.) et en Alaska en vue de faciliter la construction d'un gazoduc. En 2003, les actions législatives devraient se poursuivre à Washington (D.C.) et en Alaska pour faire avancer le dossier.

TransCanada a proposé une solution intégrée pour transporter le gaz de l'Arctique vers divers marchés en Amérique du Nord. L'intégration proposée préconise la mise en liaison des gazoducs du delta du Mackenzie et de la route de l'Alaska avec le réseau de l'Alberta déjà en place. Ce dernier serait prolongé au besoin pour transporter les volumes cumulés du gaz provenant de l'Arctique et de l'Ouest canadien. Les expansions en aval de l'Alberta seraient calibrées en fonction de l'offre et de la demande prévues au moment de la construction. Pour les producteurs, la proposition de TransCanada comporte des coûts en capital inférieurs et une grande souplesse sur le plan commercial. La Société continue de mettre au point son plan et d'en discuter avec les producteurs et les autres principaux intervenants.

La Société continuera de passer en charges tous les coûts au titre de la mise en valeur des régions nordiques au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

## **ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – STRATÉGIE ET PERSPECTIVES**

TransCanada continue de s'intéresser activement aux occasions d'aménagement et d'acquisition de gazoducs et d'installations apparentées au Canada et aux États-Unis, qui sont dictées par une forte demande des clients et des facteurs économiques favorables. Forte de sa situation financière avantageuse, TransCanada est bien placée pour tirer parti des occasions d'acquisition et d'aménagement qui se présenteront dans l'avenir. La Société continuera d'évaluer les options selon une démarche disciplinée pour maintenir sa situation financière avantageuse.

Au fil de leur évolution, les événements géopolitiques mondiaux auront des répercussions sur l'ampleur du développement des approvisionnements gaziers actuels et futurs à l'échelle du globe. Cet état de fait pourrait influencer directement sur TransCanada, compte tenu de sa participation à l'élaboration de solutions de transport de gaz naturel lorsque les producteurs auront accès aux réserves gazières des régions nordiques et du Canada Atlantique, ainsi qu'aux projets d'expansion des installations déjà en place en Amérique du Nord.

TransCanada est bien placée pour jouer un rôle de premier plan dans la mise en valeur des régions nordiques. De nombreuses questions doivent être réglées avant que ce projet puisse aller de l'avant, mais TransCanada possède des avantages concurrentiels, y compris un savoir-faire en matière de conception, de construction et d'exploitation de canalisations à grand diamètre en climat froid. TransCanada se distingue également pour la construction et l'exploitation de stations de compression à grande capacité. La Société possède et exploite l'un des réseaux de gazoducs télécommandés les plus vastes et les plus perfectionnés du monde, et sa fiche de sécurité et de fiabilité est très élogieuse.

## **TQM**

TQM est un réseau de gazoducs 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.

## **CROSSALTA**

CrossAlta est une installation souterraine de stockage de gaz naturel reliée au réseau de l'Alberta de TransCanada. Située près de Crossfield (Alberta), l'installation de CrossAlta possède une capacité de stockage de 47 milliards de pieds cubes de gaz, et une capacité de livraison maximale de 475 millions de pieds cubes par jour. TransCanada détient une participation de 60 pour cent dans CrossAlta.

## **FOOTHILLS**

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.

## TUSCARORA

Tuscarora exploite un réseau de gazoducs de 386 kilomètres qui achemine du gaz naturel de Malin (Oregon) à Wadsworth (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.

## VENTURES LP

Ventures LP, que TransCanada détient en propriété exclusive, possède un gazoduc de 110 kilomètres et des installations apparentées qui alimentent en gaz naturel 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).

## TRANSGAS

TransGas est un réseau de gazoducs de 344 kilomètres qui s'étend de Mariquita dans la région centrale de la Colombie jusqu'à Cali dans le sud-ouest de la Colombie. TransCanada détient une participation de 46,5 pour cent dans ce réseau.

## ENTREPRISES PIPELINIÈRES NORD-AMÉRICAINES – RISQUES D'ENTREPRISE

**Conversion des devises** Un montant important des produits d'exploitation de ce secteur d'activité est généré par des sociétés de gazoducs affiliées aux États-Unis. La performance du dollar canadien comparativement au dollar américain influencerait positivement ou négativement sur les résultats de ce secteur.

**Risque lié au débit** Des contrats à demande à long terme sont en place avec les clients des gazoducs Iroquois, Portland et Tuscarora et sont pratiquement à l'abri des variations de débit. À l'expiration des contrats pour les gazoducs Great Lakes et Northern Border, ces entités seront exposées au risque lié au débit, et les produits d'exploitation fluctueront. Le risque lié au débit découle de la disponibilité des approvisionnements, de l'activité économique, des conditions météorologiques et du prix des combustibles de remplacement.

**Assurance, avantages sociaux et taux d'intérêt** Les frais d'assurance continuent d'augmenter en raison des événements survenus aux États-Unis en 2001, alors que les taux d'intérêt demeurent peu élevés. De plus, les coûts des avantages sociaux, plus particulièrement aux États-Unis, s'accroissent sans cesse. Si ces coûts poursuivent leur progression et si l'économie se rétablit, ce qui entraînerait une hausse des taux d'intérêt, il pourrait en résulter des incidences négatives sur le bénéfice des gazoducs et des entreprises affiliés.

**Réglementation** Les gazoducs dans lesquels la Société détient une participation aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC, alors que les gazoducs détenus partiellement au Canada sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ. Ces organismes de réglementation jouent un rôle important pour ce qui est de l'approbation du taux de rendement sur les capitaux propres, de la structure du capital, de la tarification et de l'expansion des réseaux.

## VOLUMES LIVRÉS DE GAZ NATUREL

	2002	2001	2000
<i>(en milliards de pieds cubes)</i>			
Réseau de l'Alberta	4 146	4 059	4 490
Réseau principal au Canada	2 630	2 450	2 675
Réseau de la Colombie-Britannique	371	395	408
Great Lakes	863	804	898
Northern Border	839	821	853
Iroquois	340	314	344
Portland	52	44	40
Tuscarora	20	23	25
Foothills	1 098	1 117	1 186
Trans Québec & Maritimes	175	161	168
Ventures LP	85	60	36

## Électricité

### POINTS SAILLANTS

**Bénéfice** Alors que l'industrie de l'électricité a subi un recul au cours de l'exercice écoulé, l'entreprise d'électricité de TransCanada a fait un apport appréciable au bénéfice de la Société en 2002, et ce, grâce aux solides résultats de ses centrales, à l'optimisation des actifs et aux activités de commercialisation fructueuses en Nouvelle-Angleterre et en Alberta.

**Acquisition d'actifs** TransCanada s'est portée acquéreur de ManChief, ce qui lui a permis de porter à 300 mégawatts (MW) la capacité d'alimentation électrique lui étant accessible. Deux nouvelles centrales, Redwater et Carseland, ont été mises en exploitation en Alberta en 2002, et une troisième devrait l'être pendant le premier trimestre de 2003.

**Bruce Power L.P.** En décembre 2002, TransCanada a fait connaître son intention d'acquérir une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P., l'exploitant et le locataire de la centrale nucléaire de Bruce. Cette acquisition permettra à TransCanada d'augmenter indirectement sa capacité de production nominale de 992 MW à compter de février 2003, puis de 486 MW vers le milieu de 2003, soit 31,6 pour cent de la production totale de la centrale.

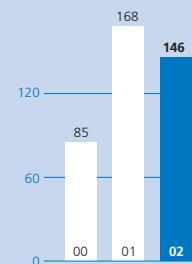
**Excellence opérationnelle** La disponibilité moyenne des centrales a atteint 95 pour cent en 2002 et 96 pour cent en moyenne au cours des trois derniers exercices.

### APERÇU DES RÉSULTATS – ÉLECTRICITÉ

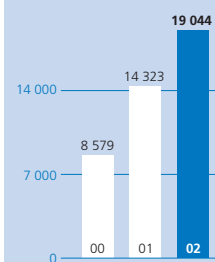
Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Établissements du nord-est des États-Unis	149	159	68
Établissements de l'Ouest	131	149	59
Placement dans S.E.C. Électricité	36	39	33
Frais généraux, administratifs et de soutien	(73)	(49)	(21)
Bénéfice d'exploitation et autres	243	298	139
Charges financières	(13)	(24)	(15)
Impôts sur les bénéfices	(84)	(106)	(39)
Bénéfice net	146	168	85

En 2002, l'entreprise d'électricité de TransCanada a réalisé un bénéfice net de 146 millions de dollars, soit un recul de 22 millions de dollars, ou 13 pour cent, comparativement au chiffre de 168 millions de dollars inscrit en 2001. Cette baisse provient surtout de la capacité, pour TransCanada, de profiter en 2001 de découplés qui ne se sont pas présentés en 2002 pour les établissements du nord-est des États-Unis et de l'Ouest.

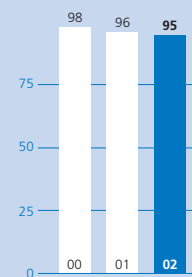
Pendant l'exercice écoulé, TransCanada s'est employée à maintenir son bénéfice de base et à réduire sa vulnérabilité à l'instabilité du marché en concluant de nouveaux accords de vente à long terme et en faisant l'acquisition d'actifs. En 2002, le bénéfice net découlant des établissements du nord-est des États-Unis comprenait les résultats sur un exercice complet des installations hydroélectriques de Curtis Palmer achetées en juillet 2001. L'érosion des marges commerciales des établissements de l'Ouest en 2002 a été en partie neutralisée par le bénéfice découlant de la croissance des actifs. Les centrales de Carseland et de Redwater ont été en exploitation pour le premier exercice complet en 2002, et la centrale de ManChief



BÉNÉFICE NET DE L'ENTREPRISE D'ÉLECTRICITÉ  
(en millions de dollars)



VOLUMES DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ  
(en gigawatts-heure)



CAPACITÉ DISPONIBLE DES CENTRALES  
(en pourcentage)

a été acquise en novembre 2002. Les premières opérations réalisées en vertu de la convention d'achat d'électricité (CAE) de Sundance B ont eu lieu en janvier 2002. Le recul du bénéfice de TransCanada découlant de son placement dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) en 2002 provient de l'arrêt d'exploitation imprévu à la centrale de Williams Lake durant la première moitié de 2002, des occasions de mise en valeur moins nombreuses et de la réduction de la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité, qui a été ramenée de 41,6 pour cent à 35,6 pour cent en octobre 2001. La hausse des frais généraux, administratifs et de soutien en 2002, comparativement aux deux exercices antérieurs, tient compte de l'intensification des activités 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 83 millions de dollars en 2001 pour passer de 85 millions de dollars en 2000 à 168 millions de dollars. Cette hausse reflète la capacité de l'entreprise d'électricité de tirer parti en 2001 des débouchés suscités par les prix élevés, et leur volatilité, dont ont profité les établissements du nord-est des États-Unis et de l'Ouest, l'acquisition de l'installation de Curtis Palmer en juillet 2001 et les premières opérations aux termes de la CAE de Sundance A. Le bénéfice net de l'entreprise d'électricité en 2000 comprenait un gain de 23 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de la participation dans Hermiston Power Partnership.

## CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE DES CENTRALES ÉLECTRIQUES

(MW)

### Entreprise d'électricité de TransCanada

Ocean State	560
ManChief	300
MacKay River <sup>1</sup>	165
Carseland	80
Bear Creek	80
Curtis Palmer	60
Redwater	40
Cancarb	27

### Bruce Power L.P.<sup>2</sup>

Bruce A <sup>3</sup>	486
Bruce B <sup>4</sup>	994

### S.E.C. Électricité<sup>5</sup>

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

### Autres<sup>6</sup>

Sundance A	560
Sundance B	353

4 033

- 1 En construction.
- 2 TransCanada a fait l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P., dont les installations comprennent huit réacteurs nucléaires. L'opération, annoncée en décembre 2002, a été ratifiée en février 2003. Les volumes présentés dans le tableau représentent la participation de 31,6 pour cent de TransCanada.
- 3 Bruce A comprend quatre réacteurs de 769 MW, qui ne sont pas en exploitation à l'heure actuelle. Deux des unités de Bruce A (3 et 4) devraient être remises en exploitation vers le milieu de 2003, sous réserve de l'obtention de toutes les approbations réglementaires.
- 4 Bruce B consiste en quatre réacteurs, qui sont actuellement en exploitation et dont la capacité est d'environ 3 140 MW. La capacité de production, soit 994 MW, comprend 2 MW provenant de la participation indirecte de 17 pour cent que détient TransCanada dans Huron Wind L.P., qui possède un parc d'éoliennes de 9 MW.
- 5 Au 31 décembre 2002, TransCanada assurait l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité et y détenait une participation de 35,6 pour cent. Les volumes présentés dans le tableau représentent 100 pour cent de la capacité des centrales.
- 6 TransCanada achète, directement ou indirectement, 560 MW de Sundance A et 353 MW de Sundance B aux termes de CAE à long terme, ce qui représente 100 pour cent de la production de Sundance A et 50 pour cent de la production de Sundance B, respectivement.

## ÉLECTRICITÉ – FAITS NOUVEAUX

L'entreprise d'électricité de TransCanada a affiché un solide rendement en 2002 en dépit de la volatilité et de la langueur du marché. Au cours d'un exercice caractérisé par de nombreuses inquiétudes au sujet du contexte réglementaire et commercial, l'entreprise d'électricité a atteint son objectif de croissance grâce à l'acquisition de la centrale de ManChief, à l'annonce de l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P., à l'exploitation sur un exercice complet des centrales de Carseland et de Redwater et à la construction des centrales de MacKay River et de Bear Creek. L'entreprise d'électricité a par ailleurs annoncé la création de la société en commandite Portlands Energy Centre L.P. ayant pour mandat d'évaluer la viabilité de mettre au point un centre énergétique alimenté au gaz naturel pour répondre aux besoins en électricité dans le centre-ville de Toronto. TransCanada continue de miser sur son avantage concurrentiel pour cerner les occasions d'acquisitions et d'aménagement qui complèteraient ses actifs et feraient un apport positif aux résultats et aux flux de trésorerie.

## ÉTABLISSEMENTS DU NORD-EST DES ÉTATS-UNIS

Les établissements du nord-est des États-Unis de l'entreprise d'électricité regroupent deux secteurs principaux, soit la production d'électricité et la commercialisation d'électricité dans les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York.

TransCanada détient une participation de 100 pour cent dans Ocean State Power (OSP), une centrale de 560 MW alimentée au gaz naturel dans l'État de Rhode Island et dans les installations hydroélectriques de 60 MW de Curtis and Palmer (Curtis Palmer) près de Corinth, dans l'État de New York. Le taux de rendement de l'investissement dans OSC demeure assujéti à la réglementation de la FERC, et comporte une base tarifaire décroissante. En outre, TransCanada Power Marketing Limited (TCPM), société de commercialisation régionale affiliée à TransCanada et établie à Westborough, au Massachusetts, achète 76,5 pour cent de la production d'OSP et la revend à des tiers sur des durées allant jusqu'à 2009. La production de Curtis Palmer est versée au réseau commun d'énergie de New York et vendue à Niagara Mohawk Power Corporation en vertu d'une convention d'achat d'électricité à prix fixe de longue durée, dont l'échéance est supérieure à 25 ans. De par l'emplacement stratégique de ses installations immédiatement en aval d'installations de stockage de l'eau sur le fleuve Hudson, Curtis Palmer bénéficie d'un facteur de capacité élevé, en dépit des variations du plan d'eau.

### OCEAN STATE

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

### CURTIS PALMER

L'installation de 60 MW de Curtis Palmer, près de Corinth, dans l'État de New York, est la seule centrale hydroélectrique de la Société. Toute sa production est vendue en vertu d'un contrat à prix fixe à long terme.

## CASTLETON

La centrale à cycle combiné de Castleton est située à Castleton-on-Hudson, dans l'État de New York, et appartient à S.E.C. Électricité.

## MANCHIEF

En novembre 2002, TransCanada s'est portée acquéreur de la centrale à simple cycle de 300 MW de ManChief située près de Brush, au Colorado. La capacité totale de cette centrale alimentée au gaz naturel est vendue en vertu de contrats d'achat ferme qui expirent en 2012.

## SUNDANCE A ET B

La centrale électrique de Sundance en Alberta est la plus importante installation de production d'électricité alimentée au charbon dans l'Ouest canadien. Par le biais de ventes aux enchères de CAE en Alberta tenues en août 2000, TransCanada a fait l'acquisition de la CAE de Sundance A, ce qui lui a permis d'augmenter sa capacité de distribution d'électricité de 560 MW pour une période de 17 ans, à compter de janvier 2001. Dans le cadre d'une coentreprise, TransCanada a fait l'acquisition en décembre 2001 de 50 pour cent de la CAE de Sundance B de 706 MW. Cette CAE a permis à la Société d'augmenter sa capacité de distribution d'électricité de 353 MW pour une période d'environ 19 ans à compter de janvier 2002.

TCPM détient aussi des contrats auprès de tiers pour des approvisionnements supplémentaires qui sont intégrés à un portefeuille de conventions de gros et d'importantes conventions de détail pour la revente. Ils comprennent l'achat par TCPM de la totalité de la production de la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une capacité de 64 MW située à Castleton-on-Hudson, dans l'État de New York (Castleton), qui appartient à S.E.C. Électricité.

Le succès et la croissance continue de TransCanada dans le nord-est des États-Unis découlent directement de ses activités de commercialisation très efficaces, dont les risques sont contrôlés. Les activités de TCPM sont concentrées sur la vente d'électricité, aux termes de contrats comportant diverses échéances, à des clients industriels des secteurs de gros et de détail, et englobent la gestion de son portefeuille d'approvisionnements en électricité. Grâce à la gestion dynamique de son portefeuille, TCPM est bien placée pour saisir les occasions de marché qui se présentent tout en réduisant sa vulnérabilité au risque de perte.

Le bénéfice d'exploitation des établissements du nord-est des États-Unis a totalisé 149 millions de dollars en 2002, soit un léger recul comparativement au chiffre record de 159 millions de dollars inscrit en 2001. Le bénéfice d'exploitation de 2002 constitue un très bon résultat si l'on tient compte du recul général et de la langueur qui ont caractérisé les marchés d'électricité de gros en 2002. La baisse sur douze mois provient principalement de la capacité de tirer parti de la volatilité des prix tout au long de 2001, ce qui ne s'est pas produit en 2002, en partie neutralisée par les résultats sur un exercice complet des installations hydroélectriques de Curtis Palmer achetées en juillet 2001. En 2002, TCPM a élargi sa présence sur le marché de détail, et a rehaussé considérablement le bénéfice découlant de ce secteur, grâce à l'augmentation des volumes et services vendus aux grands clients industriels et commerciaux. En décembre 2002, OSP a mené à bien un processus d'arbitrage au sujet de son coût pour le gaz combustible, qui fera augmenter ses coûts de façon appréciable. Ce dossier fait actuellement l'objet d'un autre processus d'arbitrage, pour lequel une décision est attendue durant le deuxième trimestre de 2003.

Au cours des cinq dernières années, TCPM a affirmé sa présence en qualité de fournisseur d'électricité de premier ordre en Nouvelle-Angleterre. TransCanada continue de rechercher les occasions d'élargir la portée de son exploitation et de ses activités de commercialisation fructueuses dans la région, y compris la possibilité d'affirmer sa présence sur le marché de New York.

## ÉTABLISSEMENTS DE L'OUEST

Les activités des établissements de l'Ouest sont axées sur l'optimisation et l'accroissement des actifs existants et sur la maximisation des retombées potentielles grâce à un amalgame de contrats de courte et de longue durée ainsi qu'à la production et aux approvisionnements à peu de frais. Non seulement l'entreprise d'électricité de TransCanada a-t-elle élargi ses installations de cogénération en Alberta, mais elle a diversifié davantage son portefeuille dans l'Ouest en se portant acquéreur, en 2002, de la centrale de ManChief d'une capacité de 300 MW.

Les établissements de l'Ouest comportent deux principaux volets : la commercialisation dans l'Ouest et l'exploitation des centrales. La commercialisation dans l'Ouest englobe les activités de commercialisation de l'électricité depuis le bureau de Calgary, y compris la commercialisation de l'électricité produite par les centrales albertaines ainsi que l'achat et

la revente de l'électricité aux termes des CAE de Sundance. Les établissements de l'Ouest font également le commerce d'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 et de la centrale électrique de ManChief nouvellement acquise au Colorado, ainsi que les honoraires touchés pour la gestion de S.E.C. Électricité et l'exploitation de ses sept centrales.

Le bénéfice d'exploitation généré par les établissements de l'Ouest s'est établi à 131 millions de dollars en 2002, soit 12 pour cent de moins que le chiffre de 149 millions de dollars inscrit en 2001. Les débouchés qui existaient en 2001 et qui provenaient des prix élevés pour l'électricité (prix moyen d'Alberta Pool de 71 \$ le mégawatt-heure (MWh) en 2001, comparativement à 44 \$ le MWh en 2002), et la volatilité des prix dans l'Ouest canadien et la région du nord-ouest des États-Unis n'ont pas persisté en 2002. Ces facteurs ont toutefois été en partie atténués par le bénéfice découlant de la CAE de Sundance B et des centrales électriques de Redwater, de Carseland et de ManChief.

Le bénéfice d'exploitation a grimpé de 90 millions de dollars de 2000 à 2001. Cette hausse s'explique surtout par les volumes supérieurs découlant de l'acquisition de la CAE de 560 MW de Sundance A à compter de janvier 2001 et de l'intensification des activités commerciales en raison des occasions suscitées par la hausse des prix de l'électricité et leur volatilité, dans l'Ouest canadien et la région du nord-ouest des États-Unis. Le bénéfice d'exploitation de 2000 comprenait un gain de 26 millions de dollars réalisé à la vente de la centrale électrique de Hermiston.

**Commercialisation dans l'Ouest** En décembre 2001, dans le cadre d'une coentreprise, TransCanada a effectivement fait l'acquisition de 50 pour cent des droits et obligations restants de la CAE de Sundance B de 706 MW. Depuis janvier 2002, cette acquisition assure à TransCanada des approvisionnements supplémentaires de 353 MW pour les 19 prochaines années. La CAE de Sundance A a été acquise en août 2000, et assurera des approvisionnements de 560 MW sur une période de 17 ans.

Pour atténuer les risques liés aux prix du marché, TransCanada a vendu la quasi-totalité de l'électricité qui sera produite en 2003 aux termes des CAE de Sundance, et 77 pour cent de la moyenne cumulée prévue de la production d'électricité pour les trois prochains exercices. TransCanada continue de conclure des contrats de vente de longue durée pour le reste de l'électricité produite aux termes des CAE de Sundance ainsi que pour la production de ses autres centrales électriques en Alberta qui ne fait pas l'objet de contrats.

**Exploitation des centrales** L'exploitation des centrales est un autre secteur de succès et de croissance pour TransCanada. Cette croissance va de pair avec l'objectif que s'est donnée TransCanada de miser sur son savoir-faire en aménagement de nouveaux projets et de se tailler une place dominante sur le marché de l'Alberta. L'exercice 2002 a marqué la première année complète d'exploitation fructueuse aux centrales de cogénération de Carseland et de Redwater.

La centrale de Bear Creek entrera en exploitation commerciale durant le premier trimestre de 2003. L'installation de cogénération d'une capacité de 80 MW située près de Grande Prairie, en Alberta, vendra la majorité de sa production à Weyerhaeuser pour son usine de pâte de Grande Prairie et à d'autres installations de Weyerhaeuser en Alberta. Les travaux de construction de la centrale de MacKay River, près de Fort McMurray, en Alberta, se

#### CARSELAND

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

#### BEAR CREEK

Cette centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel est située près de Grande-Prairie, en Alberta. Elle est entrée en exploitation durant le premier trimestre de 2003.

#### MACKAY RIVER

La centrale de MacKay River, près de Fort McMurray, en Alberta, est actuellement en construction. Cette installation de 165 MW devrait être achevée vers la fin de 2003.

## WILLIAMS LAKE

S.E.C. Électricité possède une centrale électrique de 66 MW alimentée aux déchets de bois située à Williams Lake, en Colombie-Britannique.

## CALSTOCK

La centrale de Calstock est alimentée par une combinaison de déchets de bois et de chaleur résiduelle provenant d'une station de compression du réseau principal au Canada, qui lui est attenante. Elle est détenue par S.E.C. Électricité.

## 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. Elles sont détenues par S.E.C. Électricité.

## CANCARB

La centrale électrique de Cancarb, d'une capacité de 27 MW, est alimentée au moyen de chaleur résiduelle provenant de l'installation de noir de carbone thermique attenante appartenant à TransCanada.

poursuivent. Cette installation de cogénération, dont la mise en exploitation est prévue pour la fin de 2003, aura une capacité de 165 MW et alimentera en électricité et en vapeur le chantier d'exploitation des sables pétrolifères in situ de Petro-Canada, à proximité.

Le modèle d'aménagement électrique stratégique conçu pour les centrales de Redwater et de Carseland sera utilisé pour les centrales de Bear Creek et de MacKay River. 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 vend, en vertu de contrats à long terme, une partie de l'électricité et de l'énergie thermique produites par la centrale à un client industriel possédant des installations attenantes, tout en conservant une certaine capacité marchande. Une fois achevée vers la fin de 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.

L'acquisition de la centrale de ManChief en 2002 a permis à TransCanada d'élargir sa capacité de production générale. Cette centrale d'une capacité de 300 MW à cycle simple et à deux turbines est située près de Brush, au Colorado. Les services d'exploitation et d'entretien de la centrale de ManChief continueront d'être assurés par Colorado Energy Management, LLC, aux termes du contrat de services en vigueur. Le nouvel ajout au portefeuille d'actifs de production d'électricité de TransCanada répond à l'objectif que s'est donné la Société de générer des flux monétaires stables et prévisibles, puisque sa capacité de production totale est vendue aux termes de contrats d'achat ferme expirant en 2012.

## **PLACEMENT DANS S.E.C. ÉLECTRICITÉ**

Le placement dans S.E.C. Électricité comprend le bénéfice découlant de la participation de TransCanada dans S.E.C. TransCanada Électricité. Cette société en commandite constitue le plus grand fonds à revenu ouvert du secteur de l'électricité du 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.

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.

Le bénéfice d'exploitation découlant du placement de TransCanada dans S.E.C. Électricité a diminué de 3 millions de dollars, ou 8 pour cent, comparativement à 2001. Ce recul s'explique essentiellement par la participation inférieure détenue en 2002, les occasions de mise en valeur moins nombreuses et un arrêt d'exploitation imprévu à la centrale de Williams Lake durant la première moitié de 2002. 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 pour la faire passer de 41,6 pour cent à 35,6 pour cent. Le 31 décembre 2002, le cours de clôture des parts de S.E.C. Électricité à la Bourse de Toronto était de 30,90 \$. À cette date, TransCanada détenait environ 14,0 millions de parts de S.E.C. Électricité.

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 appréciable depuis sa création vers le milieu de 1997, et continuera sur sa lancée dans l'avenir.

#### **BRUCE POWER L.P.**

En février 2003, la Société a ratifié l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans la société en commandite Bruce Power L.P. (Bruce Power L.P.) et d'une participation d'environ 33,3 pour cent dans Bruce Power Inc., le commandité de Bruce Power L.P., en contrepartie de 376 millions de dollars, sous réserves des ajustements à la clôture de l'opération. TransCanada a de plus financé un tiers (75 millions de dollars) du paiement du loyer reporté accéléré de 225 millions de dollars à Ontario Power Generation (OPG).

TransCanada s'est portée acquéreur des participations dans le cadre d'un consortium (le Consortium) regroupant Cameco Corporation (Cameco) et BPC Generation Infrastructure Trust, une fiducie établie par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario. Aux termes de l'entente, le Consortium a fait l'acquisition de British Energy (Canada) Ltd. (British Energy), qui détient une participation de 79,8 pour cent dans Bruce Power L.P. et une participation de 50 pour cent dans la centrale électrique de la société en commandite Huron Wind L.P., d'une capacité de 9 MW. Bruce Power L.P., aux termes d'un contrat de location conclu avec OPG, est locataire de la centrale nucléaire de Bruce. Le bail vient à échéance en 2018, et est assorti d'une option de renouvellement jusqu'à concurrence de 25 ans. La direction et le personnel de Bruce Power L.P. continueront d'assurer la gestion et l'exploitation de la centrale de Bruce. Le combustible épuisé et le passif au titre du déclassement demeurent la responsabilité d'OPG.

TransCanada a constaté cette acquisition à titre de participation comptabilisée à la valeur de consolidation et déclarera le bénéfice en tant que bénéfice tiré d'une participation.

Aux termes de CAE, Bruce Power L.P. a vendu environ 45 pour cent de la production cumulée prévue pour les installations Bruce A et Bruce B en 2003, 40 pour cent en 2004 et 30 pour cent en 2005.

#### **ÉLECTRICITÉ – STRATÉGIE ET PERSPECTIVES**

TransCanada continuera de miser sur les occasions découlant de l'évolution de l'industrie et assurera sa croissance par l'ajout de nouveaux approvisionnements d'électricité. Pour TransCanada, 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 de commercialisation 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. TransCanada continuera de commercialiser la production d'électricité de façon à maximiser la valeur de son portefeuille de centrales et à rehausser les flux de trésorerie. La Société examinera de nouvelles acquisitions possibles d'envergure variée dans les marchés ciblés qui cadrent avec ses objectifs stratégiques, directement ou par l'entremise de S.E.C. Électricité.

#### **BRUCE POWER L.P.**

En février 2003, TransCanada s'est portée acquéreur d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P., qui détient la centrale nucléaire de Bruce, située près du lac Huron, en Ontario. Ce placement a indirectement fait augmenter la capacité de production nominale de TransCanada de 992 MW, et une capacité supplémentaire de 486 MW devrait être ajoutée après la remise en exploitation de certains réacteurs vers le milieu de 2003.

Les possibilités de croissance de l'entreprise d'électricité demeurent prometteuses à court et à long terme. Dans le contexte actuel, l'industrie de l'électricité présente à la fois des occasions et des enjeux pour TransCanada. Pour assurer sa croissance tout en maximisant le potentiel de la composition de ses actifs, l'entreprise d'électricité aura recours à un amalgame d'acquisitions, d'aménagement de nouvelles installations propres et d'expansion de ses entreprises actuelles. TransCanada sait que son parcours sera jalonné d'obstacles, dont le recul des prix de l'électricité, l'augmentation du coût des facteurs de production et les risques liés à la construction de nouvelles centrales. Pour les surmonter, la Société examinera des acquisitions possibles comprenant des installations alimentées par diverses sources de combustible, telles que la centrale nucléaire de Bruce, afin de diversifier davantage son portefeuille d'actifs. Elle misera sur ses compétences techniques et des modèles de gestion éprouvés pour aménager de nouveaux projets. TransCanada mettra à profit les connaissances acquises dans les marchés déréglementés de l'Alberta et de la Nouvelle-Angleterre pour affirmer sa présence en Ontario.

L'ouverture du marché de l'électricité en Ontario, tant celui de gros que de détail, a officiellement eu lieu le 1<sup>er</sup> mai 2002. Cependant, en novembre 2002, le gouvernement a adopté des mesures législatives et des règlements visant à réviser sa position. À l'heure actuelle, le prix de l'électricité que doivent payer les petits consommateurs est plafonné à un coût maximal de 4,3 cents par kilowatt-heure. Ce plafond n'influe pas sur le marché de gros, où TransCanada exerce principalement ses activités. Le prix de gros moyen par kilowatt-heure pour la période allant de mai 2002 à février 2003 a été d'environ 30 pour cent supérieur au prix maximal payé par les petits consommateurs.

Le bénéfice net de l'entreprise d'électricité en 2003 devrait être légèrement supérieur à celui de 2002, principalement en raison de l'investissement de TransCanada dans les centrales électriques de Bruce, de ManChief et de Bear Creek. L'entreprise d'électricité continuera de rechercher des occasions de rehausser les résultats solides produits par le reste de ses activités de production d'électricité en assurant la commercialisation et la gestion dynamiques de l'ensemble de son portefeuille. Les fluctuations du coût du gaz, les modifications aux règlements, les conditions météorologiques, l'absence de volatilité des prix, la capacité disponible des centrales et la stabilité de l'industrie de l'électricité en général sont autant de facteurs qui pourraient influencer négativement sur le bénéfice. Pour assurer la croissance de son portefeuille d'actifs de production d'électricité, l'entreprise d'électricité recherchera des investissements générant des flux de trésorerie stables et prévisibles, par le truchement de contrats comportant des revenus appréciables ou de la production d'électricité à des coûts de distribution peu élevés.

## ÉLECTRICITÉ – RISQUES D'ENTREPRISE

**Capacité disponible** Le maintien de la capacité disponible des centrales est l'un des facteurs critiques du succès soutenu 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 2003 et par la suite. Des arrêts d'exploitation imprévus pourraient toutefois entraîner des achats aux prix du marché pour permettre à TransCanada de respecter ses obligations contractuelles d'alimentation en électricité.

**Fluctuation des prix du marché** TransCanada 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; contrôle de la production; appariement des contrats des centrales 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 13 afférente aux états financiers.

**Réglementation** Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation de TransCanada. Il pourrait s'agir du plafonnement des prix ou de tentatives de contrôler le marché de gros en encourageant la construction de centrales électriques. TransCanada continue de surveiller le dossier de la déréglementation et d'y participer activement.

**Conditions météorologiques** Les fluctuations de la demande causées par les variations de température et des conditions atmosphériques peuvent susciter la volatilité du prix de l'électricité et influencer sur les résultats en raison des obligations de TransCanada aux termes de certains contrats d'approvisionnement à long terme. De plus, les variations saisonnières de la température influent sur l'efficacité et la capacité de production des centrales électriques alimentées au gaz naturel. Par ailleurs, le caractère saisonnier du débit d'eau de l'Hudson influe sur la production et le bénéfice correspondant de l'installations hydroélectrique de Curtis Palmer.

**Volumes non visés par des contrats** TransCanada cherche à garantir les ventes d'électricité en vertu de contrats à moyen ou à long terme, mais la Société conserve généralement un volume peu élevé d'électricité qu'elle ne vend pas à court terme pour profiter d'une souplesse accrue dans la gestion des actifs de son portefeuille. La volatilité des prix sur le marché pourrait se répercuter sur la vente éventuelle de ce volume d'électricité sur le marché libre. Aux termes de CAE et d'autres ententes de commercialisation, TransCanada a vendu la presque totalité de ses approvisionnements en électricité prévue en 2003, et de 70 à 80 pour cent de ceux prévus de 2004 à 2006.

## Siège social

### POINTS SAILLANTS

**Réduction des charges nettes** Les charges nettes en 2002 ont diminué de 15 millions de dollars, ou 22 pour cent, comparativement à 2001.

**Compression des coûts** En 2002, la Société a de nouveau réduit ses charges générales et administratives liées aux activités abandonnées.

### APERÇU DES RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre	2002	2001	2000
<i>(en millions de dollars)</i>			
Charges générales et administratives liées aux activités abandonnées	4	13	18
Charges financières indirectes et charges liées aux titres privilégiés	64	62	111
Intérêts créditeurs et autres produits	(16)	(8)	(49)
Charges nettes, après impôts	52	67	80

Les résultats du secteur Siège social reflètent le montant net des charges non imputées aux secteurs d'activité, soit :

- **Charges générales et administratives liées aux 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'emprunt et titres privilégiés se rapportant aux gazoducs détenus en propriété exclusive. Les charges financières indirectes sont surtout engagées dans le secteur Siège social. Le montant de la dette de TransCanada et les fluctuations des taux d'intérêt connexes influent directement sur ces coûts.
- **Intérêts créditeurs et autres produits** La Société touche des intérêts créditeurs sur les soldes de ses placements en espèces.

Après impôts, les charges nettes du secteur Siège social ont totalisé 52 millions de dollars en 2002, comparativement à 67 millions de dollars en 2001 et à 80 millions de dollars en 2000.

La diminution de 2002 par rapport à 2001 s'explique essentiellement par le montant inférieur des charges générales et administratives engagées à l'appui des activités abandonnées et l'incidence positive de la baisse des taux d'intérêt, annulés en partie par la hausse des charges financières du secteur Siège social découlant de la décision sur le rendement équitable. La réduction de 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, annulé en partie par des recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars inscrits en 2000 pour refléter l'incidence des modifications apportées aux lois fiscales et aux taux d'imposition. En 2001, les charges financières reflétaient 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.

Les résultats des exercices 2001 et 2000 comprennent un ajustement de 5 millions de dollars et de (2) millions de dollars au titre de gains (pertes) de change, respectivement, pour tenir compte de l'adoption rétroactive d'une modification comptable publiée par l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA) au sujet de la conversion des devises étrangères. Cette modification de convention comptable n'a eu aucune incidence sur les résultats de 2002.

## Situation de trésorerie et sources de financement

### POINTS SAILLANTS

**Accroissement des flux de trésorerie** En 2002, les fonds provenant des activités poursuivies ont augmenté de 203 millions de dollars, ou 13 pour cent, comparativement à 2001.

**Croissance soutenue** Les dépenses en immobilisations, y compris les acquisitions, ont dépassé 3,0 milliards de dollars au cours des trois derniers exercices.

**Réduction de la dette** Au cours des trois derniers exercices, la Société a affecté plus de 4,0 milliards de dollars au remboursement de la dette à long terme et au rachat d'actions et de titres privilégiés.

**Majoration du dividende** Le conseil d'administration de TransCanada a majoré le dividende trimestriel sur les actions ordinaires pour les trois derniers exercices consécutifs, y compris une hausse de 8 pour cent qui porte le dividende de 0,25 \$ à 0,27 \$ pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003.

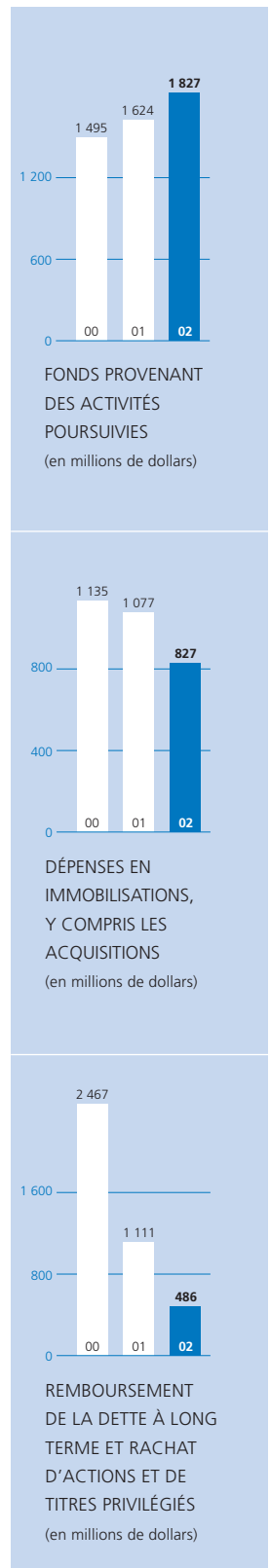
**Flux de trésorerie liés à l'exploitation** Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 1,8 milliard de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002, comparativement à 1,6 milliard de dollars en 2001 et à 1,5 milliard de dollars en 2000. L'entreprise de transport a généré la majorité des flux de trésorerie liés à l'exploitation pour chacun des trois derniers exercices.

La Société a également réduit la dette à long terme ainsi que le nombre d'actions et de titres privilégiés pendant chacun des trois derniers exercices. La capacité de TransCanada de générer à court et à long terme des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance était aussi grande au 31 décembre 2002 qu'elle l'avait été au cours des derniers exercices.

**Activités d'investissement** Exception faite des acquisitions, les dépenses en immobilisations ont totalisé 599 millions de dollars en 2002, comparativement à 492 millions de dollars en 2001 et à 812 millions de dollars en 2000. Les dépenses en immobilisations des trois derniers exercices ont été affectées principalement à l'entretien des installations et au maintien de la capacité de l'entreprise de transport ainsi qu'à la construction de nouvelles centrales électriques en Alberta.

En 2002, TransCanada s'est portée acquéreur de la centrale électrique de ManChief, en contrepartie de 209 millions de dollars et d'une participation dans la société en commandite NBPLP, au prix de 19 millions de dollars. En 2001, TransCanada a acheté Curtis Palmer Hydroelectric Company, L.P. en contrepartie de 438 millions de dollars et, par l'entremise d'une société en commandite, elle a effectivement fait l'acquisition, au coût de 110 millions de dollars, de 50 pour cent des droits et obligations de la CAE de Sundance B, dont la capacité de production est de 706 MW.

En 2001 et 2000, les activités d'investissement de TransCanada comprenaient également des produits de 1,17 milliard de dollars et de 2,23 milliards de dollars, respectivement, réalisés à la vente d'actifs non essentiels conformément à ses plans de désinvestissement.



**Activités de financement** TransCanada a affecté une partie de ses liquidités pour rembourser des dettes à l'échéance totalisant 486 millions de dollars et réduire de 46 millions de dollars le montant des effets à payer en 2002 ainsi que pour rembourser des dettes à l'échéance de 793 millions de dollars et racheter des titres privilégiés totalisant 318 millions de dollars en 2001. TransCanada avait, en 2001, augmenté les effets à payer de 186 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. La Société avait également affecté 25 millions de dollars à la réduction des effets à payer en 2000. Des dividendes et des charges liées aux titres privilégiés totalisant 546 millions de dollars ont été payés en 2002, comparativement à 517 millions de dollars et 536 millions de dollars en 2001 et 2000, respectivement.

En janvier 2003, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires; ce dernier passe de 0,25 \$ par action à 0,27 \$ par action pour le trimestre se terminant le 31 mars 2003. Il s'agit du troisième exercice consécutif pour lequel une majoration du dividende est approuvée. En janvier 2002, le conseil d'administration de TransCanada avait approuvé une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires, pour le faire passer de 0,225 \$ par action à 0,25 \$ par action pour le trimestre terminé le 31 mars 2002. En janvier 2001, le conseil d'administration de TransCanada avait approuvé une majoration en raison de laquelle le dividende passait de 0,20 \$ par action à 0,225 \$ par action pour le trimestre terminé le 31 mars 2001.

Les sorties 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 36 millions de dollars en 2002, comparativement à 109 millions de dollars en 2001. Les rentrées nettes liées aux activités concernant la dette sans recours des coentreprises s'étaient élevées à 122 millions de dollars en 2000.

**Activités de crédit** En 2002, TransCanada a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis lui permettant d'émettre des actions ordinaires, des actions privilégiées ou des titres de créance, y compris des billets à moyen terme, totalisant 2 milliards de dollars et des actions ordinaires, des actions privilégiées ou des titres de créance totalisant 1 milliard de dollars US, respectivement. Toute offre de vente de titres en vertu de ces prospectus préalables sera faite exclusivement sous forme de suppléments de prospectus déposés auprès des autorités en valeurs mobilières concernées.

En décembre 2002, TransCanada a mis en place une nouvelle facilité de crédit d'un montant de 1,5 milliard de dollars auprès d'un syndicat bancaire pour remplacer les lignes de crédit échéant vers le milieu de 2003. La nouvelle facilité de crédit comprend une tranche de 1,0 milliard de dollars comportant une échéance de trois ans et une tranche de 500 millions de dollars d'une durée de 364 jours assortie d'une option de conversion en emprunt à terme de deux ans. Les deux tranches ont une échéance reportable annuellement, et elles sont renouvelables, sauf la tranche convertie.

Au 31 décembre 2002, la Société disposait de facilités de crédit totales de 2,0 milliards de dollars à l'appui de son programme d'effets de commerce et à d'autres fins générales. Au 31 décembre 2002, la Société avait affecté environ 269 millions de dollars du total de ses lignes de crédit aux lettres de crédit utilisées à l'appui de ses ententes commerciales.

Les cotes de crédit sur les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la Société accordées par Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's Investors Service (Moody's) et Standard & Poor's sont actuellement A, A2 et A-, respectivement. Le 23 décembre 2002, Standard & Poor's a placé sa cote sur les titres d'emprunt non garantis de premier rang de TransCanada sous surveillance pour cause de perception négative. DBRS et Moody's continuent de considérer ses perspectives d'avenir comme étant stables.

**Obligations et engagements** Au 31 décembre 2002, la dette à long terme totalisait 9,3 milliards de dollars, comparativement à 9,8 milliards de dollars au 31 décembre 2001. La quote-part de TransCanada du total de la dette sans recours des coentreprises au 31 décembre 2002, soit 1,3 milliard de dollars, était comparable au montant inscrit à l'exercice précédent. Le total des billets à payer, y compris ceux des coentreprises, s'établissait à 297 millions de dollars au 31 décembre 2002, comparativement à 343 millions de dollars au 31 décembre 2001. La dette et les billets à payer des coentreprises ne donnent 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 2002, 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 décembre 31	2003	2004	2005	2006	2007	2008+
<i>(en millions de dollars)</i>						
Dette à long terme	517	386	375	453	621	6 980
Dette sans recours des coentreprises	75	42	462	26	24	668
Total des remboursements	592	428	837	479	645	7 648

Au 31 décembre 2002, les versements annuels futurs, déduction faite des encaissements au titre des sous-locations à bail, aux termes des contrats de location-exploitation de la Société pour divers locaux s'établissent approximativement comme suit :

#### PAIEMENTS AU TITRE DES CONTRATS DE LOCATION-EXPLOITATION

Aux décembre 31	2003	2004	2005	2006	2007
<i>(en millions de dollars)</i>					
Versements de loyers minimums	27	25	25	24	22
Montants récupérés aux termes des sous-locations à bail	(9)	(7)	(7)	(7)	(6)
Versements nets	18	18	18	17	16

En 2003, la Société devra capitaliser ses régimes de retraite d'un montant qui devrait être environ le double du montant de 54 millions de dollars capitalisé en 2002. Cette capitalisation supplémentaire est nécessaire en raison du rendement des placements, qui a été inférieur aux attentes à long terme en 2002, des nouvelles réductions des taux d'actualisation utilisés pour calculer le passif des régimes de retraite et des modifications ponctuelles des modalités des régimes.

Au 31 décembre 2002, TransCanada détenait une participation de 35,6 pour cent dans S.E.C. TransCanada 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 attribuées à ces parts par des évaluateurs indépendants, plus 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 mis en place une ligne de crédit d'exploitation de 50 millions de dollars pour S.E.C. Électricité, qui peut être renouvelée. Au 31 décembre 2002, le montant prélevé sur cette ligne de crédit totalisait 37 millions de dollars, comparativement à 16 millions de dollars au 31 décembre 2001.

Au 31 décembre 2002, 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 non garantie d'un montant de 40 millions de dollars et d'une durée de deux ans (facilité de crédit de TransCanada). Aux 31 décembre 2002 et 2001, la société en commandite n'avait fait aucun prélèvement de fonds aux termes de la facilité de crédit de TransCanada.

La Société n'est liée par aucune garantie relativement à la dette à long terme de tiers non apparentés au 31 décembre 2002. TransCanada et les sociétés lui étant affiliées disposent de conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, ainsi que d'autres obligations d'achat, qui sont dans tous les cas converties 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 créance de 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 206 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 solidairement 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 créance en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; aucun risque n'a donc été engendré pour TransCanada. Les titres de créance viennent à échéance en 2010. La Société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

Dans le cadre de l'acquisition de Bruce Power L.P., les membres du Consortium ont garanti, solidairement et proportionnellement, certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power L.P. relativement aux permis d'exploitation, aux baux, aux conventions de vente d'électricité et aux services contractuels. La part de TransCanada du risque net aux termes de ces garanties était évaluée à environ 260 millions de dollars au moment de la ratification de l'acquisition.

**Éventualités** Le procureur général de la Californie a déposé une plainte auprès de la Cour supérieure de la Californie en vertu du Business and Professions Code de la Californie.

La plainte allègue que certaines filiales de TransCanada et sociétés lui étant affiliées se sont livrées à des opérations de vente ou d'achat d'électricité en Californie pour lesquelles les exigences de présentation de l'information de la loi intitulée *Federal Power Act* et les ordonnances de la FERC n'ont pas été respectées. TransCanada estime que les activités de ses filiales et des sociétés lui étant affiliées sont conformes aux exigences de la loi intitulée *Federal Power Act* et de la FERC. TransCanada croit que la plainte n'est pas fondée et se défend vigoureusement. La Société n'a constitué aucune provision liée à un passif éventuel.

La Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations et deux propriétaires fonciers individuels ont intenté, en vertu de la Loi de 1992 sur les recours collectifs de l'Ontario, une action contre TransCanada et Enbridge Inc. pour les dommages qu'ils auraient présumément subis du fait qu'ils se soient vu imposer, sur leurs terrains, une zone de contrôle qui se situe dans les 30 mètres de part et d'autre de la canalisation, conformément à l'article 112 de la Loi de l'Office national de l'énergie. La Société croit que la demande n'est pas fondée et se défendra vigoureusement. La Société n'a constitué aucune provision liée à un passif éventuel. Tout passif, s'il en est, serait traité par le truchement du processus de réglementation.

La Société et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur résolution n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière ou les résultats d'exploitation consolidés de la Société.

## **GESTION DES RISQUES**

**Aperçu** TransCanada et ses filiales sont exposées à des risques de marché, des risques financiers et des risques de contrepartie dans le cours normal de leurs activités commerciales. La fonction de gestion des risques contribue à gérer ces diverses activités commerciales et les risques qui y sont liés. La direction de la Société a pris le ferme engagement d'appuyer cette fonction. Le principal objectif de gestion des risques de TransCanada vise à protéger le bénéfice et les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur pour les actionnaires.

Les principes directeurs ci-après qui sont appliqués à l'ensemble des activités et des risques guident la fonction de gestion des risques :

- **Surveillance du conseil** Les stratégies, politiques et limites en matière de risque sont soumises à l'examen et à l'approbation du conseil.
- **Examen indépendant** Toutes les activités comportant des risques sont soumises à un examen indépendant du secteur d'activité visé.
- **Évaluation** Des processus sont en place pour assurer que les risques sont adéquatement évalués en fonction des opérations et des contreparties.
- **Revue et rapports** Les profils de risque des contreparties font l'objet de revues et de rapports présentés régulièrement à la haute direction.
- **Responsabilité** Les secteurs d'activité visés sont responsables de tous les risques et de tous les résultats de leurs activités particulières.
- **Examen de la vérification** Les risques individuels sont soumis à un examen de vérification interne, et le rapport de vérificateurs indépendants est présenté au comité de vérification et de gestion des risques du conseil d'administration.

Les processus inhérents à la fonction de gestion des risques de TransCanada sont conçus pour assurer que les risques sont adéquatement cernés, quantifiés, déclarés et gérés. Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TransCanada sont conformes aux objectifs commerciaux de la Société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration et mises en application par la haute direction, sous la surveillance du personnel chargé de la gestion des risques, et vérifiés par le personnel de vérification interne.

TransCanada gère les risques de marché auxquels elle est exposée conformément aux lignes de conduite de la Société en matière de risques et aux limites établies pour ses positions. Les principaux risques de marché auxquels la Société est exposée sont attribuables à la volatilité des prix des produits de base ainsi qu'aux fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change. La Société est également exposée à un risque de perte en raison du défaut de contreparties de respecter leurs engagements financiers.

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

**Gestion du risque de prix lié à la 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 risque et sont examinés chaque semaine par la haute direction.

**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 13 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 et autres 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 13 afférente aux états financiers consolidés.

**Risques et gestion du risque lié au Protocole de Kyoto** Lorsque le gouvernement du Canada aura précisé son plan de mise en œuvre du Protocole de Kyoto, TransCanada sera mieux en mesure d'en évaluer les incidences sur ses activités. Toute mesure qui rend les produits et les services de TransCanada plus coûteux nuit à la compétitivité de la Société. Les études laissent entendre qu'on pourrait assister à une baisse importante des activités pétrolières et gazières dans le BSOC, ce qui réduirait les volumes transportés par le réseau de gazoducs de la Société et se traduirait par une hausse importante de ses frais d'exploitation.

Depuis quelques années, TransCanada étudie des moyens de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES), volontairement et en collaboration avec les producteurs et les consommateurs d'énergie. La Société a réalisé des améliorations sur les plans technique et opérationnel qui découlent en grande partie d'une efficacité énergétique accrue, d'une combustion plus propre et de l'élimination des émissions de méthane. TransCanada estime que les mesures opérationnelles qui réduisent les GES à la source sont préférables aux autres mécanismes.

**Contrôles et mécanismes de présentation de l'information, et contrôles internes** En vertu de la loi intitulée *Sarbanes-Oxley Act* adoptée par la Securities and Exchange Commission des États-Unis, la direction de TransCanada évalue l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et mécanismes de présentation de l'information de la Société (contrôles de présentation de l'information) et des contrôles internes de présentation de l'information financière (contrôles internes). Cette évaluation se déroule sous la supervision du chef de la direction et du chef des finances, et avec leur participation.

Les contrôles et mécanismes de présentation de l'information sont conçus pour assurer que l'information devant être fournie dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières est consignée, traitée, résumée et présentée de façon opportune, et que la direction de TransCanada, y compris le chef de la direction et le chef des finances, peut prendre des décisions opportunes en se fondant sur cette information. Les contrôles internes consistent en des mécanismes conçus pour fournir une assurance raisonnable que les opérations sont autorisées comme il se doit, que les actifs sont protégés contre un usage non autorisé ou inapproprié, et que les opérations sont inscrites et déclarées d'une façon appropriée. Les contrôles de gestion du risque fournissent un appui important aux contrôles de présentation de l'information et aux contrôles internes.

Dans les 90 jours précédant le dépôt du présent rapport annuel, la direction de TransCanada a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles de présentation de l'information et des contrôles internes. Cette évaluation a permis au chef de la direction et au chef des finances de conclure que :

- les contrôles de présentation de l'information de TransCanada permettent d'assurer que l'information importante au sujet de TransCanada est portée à la connaissance de la direction d'une manière opportune et est présentée dans le rapport annuel;
- les contrôles internes de TransCanada permettent de fournir l'assurance que les états financiers consolidés de 2002 donnent une image fidèle de la situation financière de la Société.

De l'avis de ces dirigeants, et au meilleur de leurs connaissances, il n'y a eu aucun changement important dans les contrôles internes ou dans tout autre facteur qui pourrait avoir une incidence importante sur les contrôles internes postérieurement à la date à laquelle une telle évaluation a été effectuée relativement au présent rapport annuel.

### 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 14 et 8 afférentes aux états financiers consolidés, respectivement.

### ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

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 un degré élevé de jugement. Les estimations comptables critiques de TransCanada sont les suivantes :

**Gains après impôts reportés et obligations résiduelles relatives à l'entreprise de commercialisation du gaz** TransCanada continue d'assumer une responsabilité éventuelle à des obligations aux termes de certains contrats relatifs à l'entreprise de commercialisation du gaz dont elle s'est dessaisie. En 2001, la Société avait reporté la constatation de gains après impôts d'environ 100 millions de dollars qui, au 31 décembre 2002, étaient toujours

compris dans la provision pour perte découlant des activités abandonnées. La Société a recours à des estimations pour déterminer le risque auquel elle est exposée relativement à ces contrats. Ces estimations se rapportent principalement aux prix du marché futurs. La rubrique Activités abandonnées présente des renseignements complémentaires sur cette obligation.

**Dotation aux amortissements** Les immobilisations corporelles de TransCanada sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile estimative. La dotation aux amortissements s'est établie à 848 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. La dotation aux amortissements influe sur les entreprises de transport et d'électricité de la Société. Pour l'entreprise de transport, les taux d'amortissement sont approuvés par les organismes de réglementation et sont recouverts en fonction du coût des services ou des produits offerts. Par conséquent, toute révision des estimations de la durée de vie utile des immobilisations de l'entreprise de transport n'aurait aucune incidence importante sur le bénéfice net de TransCanada, mais aurait une incidence directe sur les flux de trésorerie liés à l'exploitation.

## MODIFICATIONS COMPTABLES

**Gestion du risque de prix** En 2002, la Société a adopté la méthode de la comptabilité d'exercice pour les contrats de commerce de produits énergétiques, conclus dans le cadre de ses activités poursuivies, qui étaient auparavant comptabilisés selon la méthode d'évaluation à la valeur marchande. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités. Cette modification élimine les gains et les pertes non matérialisés sur les contrats de commerce de produits énergétiques constatés en vertu de la méthode d'évaluation à la valeur marchande. La note 2 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence de cette modification comptable.

**Conversion des devises étrangères** TransCanada a adopté, en 2002, une modification apportée 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 devises étrangères dont la durée de vie prédéterminée ou prévisible s'étend au-delà de la fin de l'exercice subséquent. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des exercices antérieurs ont été retraités. La note 2 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence de cette modification comptable.

**Rémunération à base d'actions** TransCanada a adopté, en 2002, le chapitre 3870 du *Manuel de l'ICCA*, « Rémunérations et autres paiements à base d'actions ». Ce chapitre définit les normes de constatation, d'évaluation et de présentation de la rémunération et d'autres paiements à base d'actions en échange de biens et de services. Il s'applique aux opérations dans le cadre desquelles une entreprise attribue des actions ordinaires, des options sur actions ou d'autres instruments de capitaux propres ou engage des passifs dont le montant est fonction du prix des actions ordinaires ou d'autres instruments de capitaux propres. Cette norme permet aux entreprises soit de passer en charges, durant la période d'acquisition, la juste valeur des options sur actions attribuées, soit d'en divulguer

l'incidence. La Société a choisi de passer en charges les options sur actions. Cette nouvelle norme a été appliquée prospectivement. La note 2 afférente aux états financiers consolidés décrit l'incidence de cette modification comptable.

**Information à fournir sur les garanties** En 2002, TransCanada a adopté la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité intitulée « Information à fournir sur les garanties » publiée par le Conseil des normes comptables de l'ICCA. Cette norme exige que le garant présente de l'information significative au sujet des garanties qu'il a accordées, sans égard au fait qu'il doive ou non effectuer des paiements aux termes des garanties. Se reporter à la note 18 afférente aux états financiers consolidés.

**Relations de couverture** En novembre 2001, le Conseil des normes comptables de l'ICCA a adopté la Note d'orientation concernant la comptabilité, *Relations de couverture*, qui définit les normes de documentation et d'efficacité des relations de couverture. Les dispositions de ces normes 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<sup>er</sup> janvier 2001. La Société n'entrevoit pas que la nouvelle exigence canadienne ait une incidence importante sur ses états financiers.

**Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités** En novembre 2002, l'ICCA a publié un nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Sortie d'actifs à long terme et abandon d'activités ». Ce chapitre définit les nouvelles normes de constatation, d'évaluation, de présentation et d'information relativement à la cession d'actifs à long terme. Il définit en outre les normes de présentation et d'information relativement aux activités abandonnées, qu'elles comprennent ou non des actifs à long terme. Ce chapitre, que la Société adoptera prospectivement à compter du 1<sup>er</sup> mai 2003, ne nécessitera pas le retraitement du bénéfice d'exercices antérieurs.

**Dépréciation d'actifs à long terme** En novembre 2002, l'ICCA a publié un nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Dépréciation d'actifs à long terme ». Ce chapitre définit les nouvelles normes de constatation, d'évaluation et d'information relativement à la dépréciation d'actifs à long terme ainsi que de nouvelles dispositions relatives au calcul de la perte de valeur. Ce chapitre, que la Société adoptera à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004, ne devrait pas avoir d'incidence importante sur ses états financiers.

**Obligations au titre de la désaffectation des actifs** En janvier 2003, l'ICCA a publié un nouveau chapitre du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Obligations au titre de la désaffectation des actifs ». Le nouveau chapitre porte sur la constatation et l'évaluation des passifs liés aux obligations au titre de la désaffectation d'immobilisations corporelles lorsque de telles obligations découlent de l'acquisition, de la construction, de la mise en valeur ou de l'exploitation courante de ces actifs. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif lié à une obligation au titre de la désaffectation des actifs 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'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. Ce chapitre, que la Société adoptera à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004, ne devrait pas avoir d'incidence importante sur ses états financiers.

## Activités abandonnées

### REVUE FINANCIÈRE

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 le nord des 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.

Ces entreprises sont comptabilisées en tant qu'activités abandonnées. 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 consolidés des résultats et des flux de trésorerie. L'actif net lié aux activités abandonnées inclus dans les bilans consolidés est présenté séparément dans la note 19 afférente aux états financiers consolidés.

En 2002, la Société a constaté un bénéfice net (une perte nette) de néant, puisque la provision pour perte découlant des activités abandonnées existante a été revue par la direction et jugée adéquate. Tout ajustement à l'estimation de la perte d'aliénation nette sera constaté en tant que gain ou perte au titre des activités abandonnées durant l'exercice où de tels changements sont déterminés.

En 2001, la Société a constaté une perte nette de 67 millions de dollars découlant des activités abandonnées. Ce montant comprend une perte nette de 90 millions de dollars, fondée sur les estimations 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.

En 2000, la Société a constaté un gain net de 61 millions de dollars découlant des activités abandonnées. Ce montant comprend des pertes d'exploitation de 139 millions de dollars liées à l'entreprise de commercialisation de 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 estimations initiales.

La Société continue d'assumer une responsabilité éventuelle à des obligations aux termes de certains contrats de commerce de produits énergétiques relatifs à l'entreprise de commercialisation du gaz dont elle s'est dessaisie. En 2001, la Société a reporté la constatation de gains après impôts sur des ventes totalisant environ 100 millions de dollars. Au 31 décembre 2002, ces gains reportés étaient toujours compris dans la provision pour perte découlant des activités abandonnées, et ils seront constatés dans le bénéfice découlant des activités abandonnées au fur et à mesure que le risque sous-jacent diminue. Les volumes sous-jacents devraient diminuer au fil du temps, conformément aux modalités de ces contrats, et dans le cours normal des affaires. 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 la réalisation et dont le montant, le cas échéant,

dépend des prix et 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.

#### **PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES**

Les principales données financières trimestrielles consolidées des exercices terminés les 31 décembre 2002 et 2001 sont présentées à la rubrique Principales données financières trimestrielles et annuelles consolidées à la page 83 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 organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières au 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.