

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2003

Rapport trimestriel aux actionnaires

Aperçu des résultats consolidés

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	202	205	410	392

Analyse par la direction

L'analyse par la direction qui suit doit être lue à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la Société) pour le semestre terminé le 30 juin 2003 ainsi que des notes y afférentes.

Le plan d'arrangement de la Société visant à créer TransCanada Corporation (TransCanada) en tant que société mère de TCPL est entré en vigueur le 15 mai 2003. Les porteurs d'actions ordinaires de TCPL sont automatiquement devenus porteurs d'actions ordinaires de TransCanada, et chaque action ordinaire de TCPL a été échangée contre une action ordinaire de TransCanada. La création de TransCanada n'influe aucunement sur les activités, les obligations ou les services courants de TCPL. Les actifs et les passifs de TCPL continueront de faire partie de TCPL. Les détenteurs de titres d'emprunt et les porteurs d'actions privilégiées de TCPL continueront de détenir ces titres au sein de TCPL. TransCanada détient toutes les actions ordinaires en circulation de TCPL.

Résultats d'exploitation

Résultats consolidés

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL pour le semestre terminé le 30 juin 2003 s'est établi à 410 millions de dollars, comparativement à 392 millions de dollars pour la même période en 2002. La hausse de 18 millions de dollars durant les six premiers mois de 2003 contre la période correspondante de 2002 s'explique surtout par le bénéfice supérieur de l'entreprise d'électricité et par les charges inférieures du secteur Siège social, en partie neutralisés par la réduction du bénéfice du secteur Transport.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2003, le bénéfice du secteur Électricité comprenait un montant après impôts de 40 millions de dollars qui était lié au bénéfice de TCPL provenant de la participation dans Bruce Power L.P. (Bruce) acquise en février 2003 ainsi qu'un montant après impôts de 19 millions de dollars au titre d'un gain découlant d'un règlement conclu en juin 2003 avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements en vertu de contrats à terme d'électricité. Ce montant représente la valeur des contrats à terme ayant pris fin au moment du manquement de la contrepartie à ses engagements.

Le recul du bénéfice du secteur Transport s'explique surtout par la baisse du bénéfice net du réseau de l'Alberta en 2003, qui reflète le règlement annuel au sujet des besoins en produits fixes conclu par TCPL et ses intervenants en février 2003. En juin 2002, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a rendu sa décision sur la demande concernant le rendement équitable (demande sur le rendement équitable) visant à déterminer le coût en capital à inclure dans le calcul des droits définitifs de 2001 et 2002 pour le réseau principal au Canada. Les résultats du semestre terminé le 30 juin 2002 comprennent un bénéfice après impôts de 25 millions de dollars reflétant l'incidence de la décision au sujet de la demande sur le rendement équitable pour 2001 (16 millions de dollars) et pour le semestre terminé le 30 juin 2002 (9 millions de dollars). Les résultats du semestre terminé le 30 juin 2002 comprennent en outre la quote-part de 7 millions de dollars revenant à TCPL à la suite d'une décision rendue en faveur de Great Lakes au sujet de la taxe d'utilisation du Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs.

Pour le deuxième trimestre de 2003, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL a totalisé 202 millions de dollars, comparativement à 205 millions de dollars au deuxième trimestre de 2002. Les résultats du deuxième trimestre de 2003 comprennent la quote-part du bénéfice de Bruce revenant à TCPL, soit un montant après impôts de 13 millions de dollars, ainsi qu'un montant après impôts de 19 millions de dollars au titre du règlement conclu avec une ancienne contrepartie. Les résultats du deuxième trimestre de 2002 incluent un bénéfice net de 25 millions de dollars pour la période allant du 1^{er} janvier 2001 au 30 juin 2002 ayant trait à la décision au sujet du rendement équitable.

D'un montant de 891 millions de dollars, les fonds provenant de l'exploitation pour le semestre terminé le 30 juin 2003 étaient comparables à ceux de la même période de l'exercice précédent.

Aperçu des résultats par secteur

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Transport	144	174	302	337
Électricité	63	40	126	81
Siège social	(5)	(9)	(18)	(26)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	202	205	410	392

Transport

Le bénéfice net de l'entreprise de transport s'est élevé respectivement à 144 millions de dollars et à 302 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2003, alors qu'il avait été de 174 millions de dollars et de 337 millions de dollars pour les périodes correspondantes en 2002.

Aperçu des résultats - Transport

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Gazoducs détenus en propriété exclusive				
Réseau de l'Alberta	44	52	86	102
Réseau principal au Canada	71	92	142	160
Réseau de la Colombie-Britannique	2	1	4	3
	117	145	232	265
Entreprises pipelinières nord-américaines				
Great Lakes	11	14	28	36
TC PipeLines, LP	4	4	7	8
Iroquois	4	6	11	11
Portland	-	1	7	2
Foothills	5	4	9	9
Trans Québec & Maritimes	2	2	4	4
CrossAlta	1	2	4	7
Régions nordiques	-	(1)	(1)	(2)
Autres	-	(3)	1	(3)
	27	29	70	72
Bénéfice net	144	174	302	337

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Pour le deuxième trimestre de 2003, le bénéfice net du réseau de l'Alberta a diminué de 8 millions de dollars pour s'établir à 44 millions de dollars, alors qu'il avait été de 52 millions de dollars pour le même trimestre en 2002. Le bénéfice net du semestre terminé le 30 juin 2003 a diminué de 16 millions de dollars comparativement à la même période en 2002. Ce recul s'explique surtout par le bénéfice inférieur découlant du règlement annuel conclu en février 2003 au sujet des besoins en produits pour le réseau de l'Alberta en 2003 (le règlement de 2003). Le règlement de 2003 comprend des produits fixes requis de 1,277 milliard de dollars, avant certains rajustements

inhabituels, comparativement à 1,347 milliard de dollars en 2002. Le bénéfice net annuel découlant du réseau de l'Alberta en 2003 devrait être inférieur d'environ 40 millions de dollars au bénéfice net annuel de 214 millions de dollars inscrit en 2002.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué respectivement de 21 millions de dollars et de 18 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2003, comparativement aux périodes correspondantes en 2002. Ce recul du bénéfice net d'un exercice à l'autre provient principalement de la décision sur le rendement équitable de l'ONÉ, qui prévoyait une majoration du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, pour le faire passer de 30 à 33 pour cent avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2001 et qui a donné lieu à la constatation, en juin 2002, d'un bénéfice net de 16 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Les résultats de 2003 tiennent compte également de la majoration du taux de rendement approuvé sur l'avoir des actionnaires ordinaires, qui est passé de 9,53 pour cent en 2002 à 9,79 pour cent en 2003, en partie neutralisée par la base d'investissement moyenne inférieure.

L'audience de l'ONÉ pour étudier la demande de droits et tarifs de 2003 pour le réseau principal au Canada s'est terminée en mai 2003. Dans cette demande, TCPL sollicitait l'approbation d'un taux d'amortissement composé supérieur, la création d'une nouvelle zone de tarification dans le sud-ouest de l'Ontario, l'augmentation du prix plancher offert pour le service interruptible ainsi que l'adoption de certains mécanismes d'incitation à la rentabilité. La décision de l'ONÉ est attendue au troisième trimestre de 2003.

Données sur l'exploitation Semestres terminés les 30 juin (non vérifié)	Réseau de l'Alberta*		Réseau principal au Canada**		Réseau de la C.-B.	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002
	Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	4 938	5 074	8 659	8 937	238
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)						
Total	1 971	2 054	1 419	1 303	126	181
Moyenne quotidienne	10,9	11,3	7,8	7,2	0,7	1,0

*Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 1 937 milliards de pieds cubes pour le semestre terminé le 30 juin 2003 (2 049 milliards de pieds cubes en 2002); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,7 milliards de pieds cubes (11,3 milliards de pieds cubes en 2002).

**Pour le semestre terminé le 30 juin 2003, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 093 milliards de pieds cubes (1 101 milliards de pieds cubes en 2002), soit une moyenne quotidienne de 6,0 milliards de pieds cubes (6,1 milliards de pieds cubes en 2002).

Entreprises pipelinières nord-américaines

La quote-part revenant à TCPL du bénéfice net de ses autres entreprises de transport pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2003 a totalisé respectivement 27 millions de dollars et 70 millions de dollars. Le bénéfice net a été de 2 millions de dollars inférieur pour le deuxième trimestre de 2003 et pour le semestre terminé le 30 juin 2003, comparativement aux mêmes périodes en 2002.

Le bénéfice du deuxième trimestre de 2003 a été légèrement inférieur à celui du trimestre correspondant en 2002 en raison du fléchissement du dollar américain et de l'augmentation des

frais d'exploitation de Great Lakes, en partie neutralisés par le bénéfice supérieur de TransGas de Occidente, qui est présenté sous le poste Autres.

Les résultats du premier semestre de 2002 comprennent la quote-part de 7 millions de dollars revenant à TCPL à la suite d'une décision rendue en faveur de Great Lakes au sujet de la taxe d'utilisation du Minnesota payée au cours d'exercices antérieurs. Compte non tenu de l'incidence de la décision rendue en faveur de Great Lakes en 2002, le bénéfice net du semestre terminé le 30 juin 2003 s'est accru de 5 millions de dollars comparativement à la même période en 2002. Le bénéfice net de Portland a augmenté de 5 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2003, comparativement à la même période en 2002, et ce, principalement en raison du règlement tarifaire conclu au début de 2003 et d'un ajustement d'amortissement positif subséquent aux résultats de 2002 et constaté par TCPL en 2003. L'accroissement du bénéfice a été en partie neutralisé par le bénéfice inférieur de CrossAlta et le fléchissement du dollar américain.

Électricité

Aperçu des résultats - Électricité

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest	60	27	103	61
Établissements du nord-est des États-Unis	36	46	61	87
Placement dans Bruce Power L.P.	16	-	54	-
Placement dans S.E.C. Électricité	7	8	18	18
Frais généraux, administratifs et de soutien	(22)	(14)	(43)	(31)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	97	67	193	135
Charges financières	(4)	(3)	(6)	(6)
Impôts sur les bénéfices	(30)	(24)	(61)	(48)
Bénéfice net	63	40	126	81

Le bénéfice net dégagé par l'entreprise d'électricité pour le deuxième trimestre de 2003 a été de 63 millions de dollars, soit 23 millions de dollars de plus que le chiffre de 40 millions de dollars inscrit au deuxième trimestre de 2002. Le bénéfice net du semestre terminé le 30 juin 2003 a été de 126 millions de dollars, soit 45 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2002. Le bénéfice élevé tiré de la participation récemment acquise dans Bruce, un règlement lié aux établissements de l'Ouest représentant la valeur des contrats à terme d'électricité résiliés auprès d'une ancienne contrepartie ainsi que l'ajout de la centrale de ManChief vers la fin de 2002 sont les principales raisons expliquant ces hausses. Ces dernières ont toutefois été en partie neutralisées par le recul du bénéfice dégagé par les établissements du nord-est des États-Unis ainsi que par l'augmentation des frais généraux, administratifs et de soutien.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers provenant des établissements de l'Ouest ont totalisé respectivement 60 millions de dollars et 103 millions de dollars pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2003, soit respectivement 33 millions de dollars et 42 millions de dollars de plus que pour les mêmes périodes en 2002. Cet accroissement provient essentiellement de l'incidence positive sur le bénéfice du règlement conclu en juin 2003 avec une ancienne contrepartie, soit 31 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts). Ce montant tient compte de la valeur attribuée, dans le cadre du règlement, aux contrats à terme d'électricité en vigueur qui

avaient été conclus dans le cours normal des affaires, mais qui ont été résiliés par TCPL par suite du manquement de l'ancienne contrepartie à ses engagements en vertu des modalités des contrats à terme d'électricité, en 2001. L'acquisition de ManChief en 2002 a également contribué à rehausser le bénéfice d'exploitation.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2003, le bénéfice d'exploitation et les produits divers provenant des établissements du nord-est des États-Unis ont diminué respectivement de 10 millions de dollars et de 26 millions de dollars contre les mêmes périodes en 2002 pour s'établir à 36 millions de dollars et 61 millions de dollars. Ces reculs sont principalement attribuables à la hausse des coûts du gaz combustible à Ocean State Power, aux possibilités limitées de commercialisation durant la première moitié de 2003, comparativement à 2002, et à l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain.

Durant le deuxième trimestre de 2003, Bruce a généré un bénéfice tiré d'une participation de 16 millions de dollars avant impôts, comparativement à 38 millions de dollars au premier trimestre de 2003. Cette baisse découle de la production réduite en raison d'un arrêt d'exploitation prévu pour entretien préventif d'un des quatre réacteurs de Bruce B et des prix saisonniers inférieurs sur le marché de gros au comptant. Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le deuxième trimestre se sont situés à 45 \$ par mégawatt-heure (MWh), comparativement à 63 \$ par MWh durant les six dernières semaines du premier trimestre de 2003. Un réacteur de Bruce B a été remis en service le 26 juin 2003, un peu avant la date prévue, tandis que les trois autres réacteurs de Bruce B ont fonctionné avec une disponibilité de 100 pour cent durant le deuxième trimestre de 2003. La quote-part de la production d'électricité revenant à TCPL au deuxième trimestre de 2003 a totalisé 1 681 gigawatts-heure (GWh), comparativement à 1 087 GWh pour la période de six semaines terminée le 31 mars 2003.

Compte non tenu de l'arrêt d'exploitation prévu du réacteur de Bruce B durant le deuxième trimestre de 2003, les réacteurs de Bruce B ont fonctionné avec une disponibilité de 100 pour cent durant tout le premier semestre de 2003. Il s'agit du meilleur rendement depuis la mise en exploitation de la centrale. Environ 38 pour cent de cette production ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario, le reste de la production ayant fait l'objet de contrats de vente à long terme.

Le redémarrage des deux réacteurs de Bruce A a été retardé, principalement en raison des modifications, de la documentation et des essais supplémentaires requis pour répondre aux exigences de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) en matière de sécurité. Lorsque la CCSN aura donné son approbation pour le premier réacteur, ce dernier sera redémarré lentement jusqu'à ce qu'il atteigne la pleine puissance, et synchronisé avec le réseau électrique de l'Ontario. Le second réacteur devrait être redémarré environ un mois plus tard. Les coûts de redémarrage cumulatifs engagés par Bruce jusqu'à la fin de juin 2003 se sont élevés à environ 610 millions de dollars pour les deux réacteurs de Bruce A. Bruce a engagé environ 235 millions de dollars dans le cadre du programme de redémarrage des deux réacteurs durant le premier semestre de 2003, soit en moyenne environ 20 millions de dollars par mois et par réacteur. TCPL détient une participation de 31,6 pour cent dans Bruce.

Le bénéfice tiré d'une participation provenant de Bruce est directement soumis à l'incidence des fluctuations des prix du marché de gros au comptant de l'électricité ainsi que de la disponibilité générale des centrales, elle-même touchée par les travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire sa vulnérabilité aux prix du marché au comptant, Bruce a conclu des contrats de vente à prix fixe visant une production d'environ 1 800 mégawatts (MW) pour le reste de 2003. Il s'agit

d'environ 57 pour cent de la moyenne de 3 140 MW de la capacité de Bruce B ou environ 38 pour cent de la capacité totale de 4 678 MW, y compris deux réacteurs de Bruce A.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2003, le bénéfice d'exploitation et les produits divers découlant du placement dans S.E.C. TransCanada Électricité ont été comparables aux chiffres inscrits pour les mêmes périodes en 2002.

Les frais généraux, administratifs et de soutien pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2003 ont augmenté respectivement de 8 millions de dollars et de 12 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2002. Cette hausse découle principalement de l'augmentation des coûts d'élaboration de projets dans le cadre de l'investissement que maintient la Société dans S.E.C. Électricité.

Volumes des ventes d'électricité*

(non vérifié) (en gigawatts-heure)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest	2 868	2 973	5 693	5 801
Établissements du nord-est des États-Unis	1 724	1 423	3 393	2 575
Placement dans Bruce Power L.P.	1 681	-	2 768	-
Placement dans S.E.C. Électricité	457	557	1 022	1 128
Total	6 730	4 953	12 876	9 504

*Les volumes des ventes d'électricité comprennent la participation de TransCanada dans Bruce Power L.P. (31,6 pour cent) et la production aux termes de la convention d'achat d'électricité de Sundance B (50 pour cent).

Disponibilité moyenne pondérée des centrales*

(non vérifié)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest	92 %	94 %	94 %	96 %
Établissements de l'est des États-Unis	92 %	99 %	88 %	99 %
Placement dans Bruce Power L.P.	77 %	**	84 %	**
Placement dans S.E.C. Électricité	90 %	92 %	94 %	93 %
Toutes les centrales	86 %	97 %	89 %	97 %

*Les arrêts d'exploitation prévus et non prévus réduisent la disponibilité des centrales.

**Acquisition en février 2003.

Siège social

Pour les trimestres terminés les 30 juin 2003 et 2002, les charges nettes se sont élevées respectivement à 5 millions de dollars et à 9 millions de dollars. La baisse des charges nettes de 4 millions de dollars au deuxième trimestre de 2003 s'explique surtout par l'incidence positive des taux de change. Les charges nettes ont totalisé 18 millions de dollars pour le semestre terminé le 30 juin 2003, comparativement à 26 millions de dollars pour la même période en 2002. Cette diminution de 8 millions de dollars est principalement attribuable à la baisse des frais d'intérêt et à l'incidence positive des taux de change, comparativement à la même période de l'exercice précédent.

Activités abandonnées

En juillet 2001, le conseil d'administration a approuvé un plan de cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société. Les cessions prévues aux termes de ce plan avaient

essentiellement été menées à bien au 31 décembre 2001. La Société a réduit les risques associés au passif éventuel lié aux activités de commercialisation du gaz cédées en obtenant de Mirant Corporation (Mirant) certains contrats en vigueur en juin et au début de juillet 2003, et en effectuant simultanément des opérations de couverture pour la totalité des risques liés aux prix du marché aux termes de ces contrats. La Société continue d'assumer une responsabilité éventuelle relativement à certaines obligations résiduelles.

TCPL a revu, au 30 juin 2003, sa provision pour pertes liée aux activités abandonnées en tenant compte des incidences qui pourraient découler de la demande de protection de la loi sur les faillites présentée par Mirant en juillet 2003. Par suite de cette revue, TCPL a conclu que la provision était adéquate et que le report continu d'un montant d'environ 100 millions de dollars, au titre de gains après impôts reportés relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz, était approprié. Par conséquent les activités abandonnées n'ont eu aucune incidence sur les résultats du deuxième trimestre de 2003.

Liquidités et ressources en capital

Fonds provenant de l'exploitation

Pour le semestre terminé le 30 juin 2003, les fonds provenant de l'exploitation ont totalisé 891 millions de dollars, comparativement à 893 millions de dollars pour la même période en 2002. Les fonds provenant de l'exploitation du deuxième trimestre de 2003, soit 434 millions de dollars, sont comparables à ceux du deuxième trimestre de 2002.

TCPL estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et de continuer de disposer des ressources et de la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue est adéquate et demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2002.

Activités d'investissement

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2003, les dépenses en immobilisations, exclusion faite des acquisitions, ont totalité respectivement 107 millions de dollars (98 millions de dollars en 2002) et 183 millions de dollars (215 millions de dollars en 2002). Elles se rapportaient principalement au projet de prolongement jusqu'à la ville de New York du réseau Eastchester d'Iroquois, actuellement en cours, à l'entretien et à la capacité des gazoducs détenus en propriété exclusive ainsi qu'à la construction de la centrale électrique de MacKay River en Alberta. Les acquisitions réalisées durant le semestre terminé le 30 juin 2003 ont totalisé 412 millions de dollars (néant en 2002) et représentaient presque exclusivement l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce au prix de 376 millions de dollars, plus les ajustements de clôture.

Activités de financement

TCPL a utilisé une partie de ses liquidités pour rembourser des emprunts à long terme de 59 millions de dollars venus à échéance et pour réduire les billets à payer de 82 millions de dollars durant le semestre terminé le 30 juin 2003. En juin 2003, la Société a émis des billets d'un montant de 350 millions de dollars américains comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 4,00 pour cent.

En juillet 2003, TCPL a racheté, pour un montant de 160 millions de dollars, la totalité de ses débentures subordonnées de rang inférieur 8,75 pour cent en circulation, également dénommées titres privilégiés à dividende cumulatif émis par la fiducie. Les détenteurs de ces débentures ont reçu 25,0122 \$ US pour chaque tranche de capital de 25,00 \$ US, montant qui comprenait les intérêts courus et impayés à la date de rachat.

Dividendes

Le 25 juillet 2003, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre terminé le 30 septembre 2003, un dividende trimestriel de 130 millions de dollars. Il s'agit du 159^e dividende trimestriel consécutif versé par TCPL sur les actions ordinaires. Le dividende est payable le 31 octobre 2003. Le conseil d'administration a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Gestion des risques

Pour ce qui est des activités poursuivies, les risques de marché, les risques financiers et les risques de contreparties de TCPL demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2002. Se reporter à l'explication au sujet de la gestion des risques liés aux activités abandonnées à la rubrique Résultats d'exploitation – Activités abandonnées. L'analyse par la direction, dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

Les processus inhérents à la fonction de gestion des risques de TCPL 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 TCPL sont conformes aux objectifs commerciaux de la Société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés dans les 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.

TCPL gère les risques de marché et les risques financiers auxquels elle est exposée conformément à ses lignes de conduite en matière de risques de marché 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, des taux d'intérêt et des taux de change. Les risques liés aux contreparties auxquels TCPL est exposée découlent du manquement d'une contrepartie à ses engagements financiers contractuels, et ils sont gérés conformément à sa politique de gestion des risques liés aux contreparties.

Contrôles et procédures

Dans les 90 jours précédant le dépôt du présent rapport trimestriel, la direction de TCPL a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information (contrôles de communication de l'information) et des contrôles internes régissant la présentation de l'information financière (contrôles internes). Cette évaluation a permis au chef de la direction et au chef des finances de conclure que :

- les contrôles de communication de l'information de TCPL permettent d'assurer que l'information importante au sujet de TCPL est portée à la connaissance de la direction en temps voulu et est présentée dans le présent rapport trimestriel; et
- les contrôles internes de TCPL permettent de fournir l'assurance que les états financiers du présent trimestre donnent une image fidèle de la situation financière de la Société selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

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 pour tout autre facteur qui pourrait avoir une incidence significative sur les contrôles internes postérieurement à la date à laquelle une telle évaluation a été effectuée relativement au présent rapport trimestriel.

Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TCPL concerne le mode de comptabilisation de ses activités réglementées. Elle demeure inchangée depuis le 31 décembre 2002. L'analyse par la direction, dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited, renferme des renseignements complémentaires sur la convention comptable d'importance critique.

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 états financiers consolidés de la Société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement. Les estimations comptables critiques de TCPL, qui demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2002, sont la dotation aux amortissements ainsi que certains gains après impôts reportés et certaines obligations résiduelles relatives à l'entreprise de commercialisation du gaz. La rubrique Résultats d'exploitation – Activités abandonnées et l'analyse par la direction, dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited, renferment des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

Perspectives

La contribution de Bruce et le règlement conclu avec une ancienne contrepartie devraient donner lieu à un bénéfice net supérieur aux prévisions pour l'entreprise d'électricité en 2003. Les perspectives pour les autres secteurs d'activité de la Société sont relativement inchangées depuis le 31 décembre 2002. L'analyse par la direction, dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

Grâce à son bénéfice et à ses flux de trésorerie, ainsi qu'à son bilan solide, la Société continue de jouir de la souplesse financière nécessaire pour investir judicieusement dans ses entreprises essentielles, soit le transport et l'électricité. Le raffermissement du dollar canadien, comparativement à la devise américaine, en 2003 n'a pas et ne devrait pas avoir une incidence importante sur les résultats financiers consolidés de TCPL. Les cotes de crédit sur les titres d'emprunt de premier rang non garantis de TCPL 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 9 mai 2003, Standard & Poor's a mis fin à la surveillance des titres de TCPL en réaffirmant sa cote A- sur les titres d'emprunt de premier rang non garantis de TCPL et a

modifié son évaluation des perspectives d'avenir, qu'elle considère comme étant négatives. DBRS et Moody's continuent de considérer les perspectives d'avenir de TCPL comme étant stables.

Autres faits nouveaux

Transport

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

Le 24 juin 2003, la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA) a approuvé le règlement quant aux besoins en produits pour 2003 et le règlement tarifaire de 2003 pour le réseau de l'Alberta. Ces règlements serviront à déterminer les droits pour le réseau de l'Alberta en 2003. TCPL est déterminée à présenter à la CESPA, d'ici le 30 septembre 2003, une demande tarifaire générale pour le réseau de l'Alberta en 2004.

En juillet 2003, TCPL et d'autres sociétés de services publics ont présenté des témoignages auprès de la CESPA dans le cadre de l'audience générale sur les coûts en capital. Au terme de l'audience, la CESPA prévoit adopter une stratégie normalisée permettant de déterminer le taux de rendement et la structure du capital pour tous les services publics relevant de sa compétence.

Réseau principal au Canada

En mai 2003, la Cour d'appel fédérale a accordé à TCPL l'autorisation de porter en appel la décision rendue par l'ONÉ en février 2003. Dans cette décision, l'ONÉ a rejeté la demande, présentée par TCPL afin de solliciter l'examen et la modification de la décision rendue par l'ONÉ en juin 2002 au sujet de la demande de rendement équitable de la Société. La demande d'autorisation d'appel de TCPL était fondée sur deux points de droit. L'incidence des décisions de l'ONÉ sur la capacité de TCPL d'obtenir un rendement équitable sur son investissement dans le réseau principal au Canada est une source d'inquiétude pour la Société.

Entreprises pipelinières nord-américaines

Foothills

En mai 2003, TCPL a conclu un accord en vue de l'achat, auprès de Duke Energy Gas Transmission, de la tranche restante de 50 pour cent dans Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills) au prix de 257 millions de dollars, y compris la quote-part de Duke de la dette de Foothills, soit 152 millions de dollars. Par suite de cette opération, TCPL détiendra 100 pour cent de Foothills et de ses filiales, sous réserve de la réception des approbations réglementaires requises d'ici la conclusion de l'opération. Foothills et ses filiales détiennent les certificats de construction du tronçon canadien dans le cadre du projet de la route de l'Alaska, qui permettrait d'acheminer le gaz naturel de Prudhoe Bay depuis l'Alaska jusqu'aux marchés canadiens et américains. Le tronçon du gazoduc de Foothills est en exploitation depuis plus de 20 ans et permet d'acheminer le gaz albertain jusqu'aux marchés américains avant que les réserves de l'Alaska ne soient raccordées. Les filiales de Foothills et TCPL détiennent également des certificats de construction pour le tronçon de

l'Alaska dans le cadre du projet. L'opération d'achat devrait être ratifiée durant le troisième trimestre de 2003.

Mise en valeur des régions nordiques

En juin 2003, TCPL a conclu un accord de financement et de participation avec les producteurs du delta du Mackenzie et l'Aboriginal Pipeline Group (APG) dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. Le dossier d'information préliminaire pour le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie a été présenté aux organismes de réglementation visés, et les demandes réglementaires devraient être soumises en 2004. Aux termes de l'accord, TCPL a convenu de financer la part de l'APG pour les coûts de la phase de définition du projet, soit le tiers, actuellement évalués à 80 millions de dollars sur trois ans. Si le gazoduc est approuvé et mis en exploitation, ce prêt sera remboursé à même la part des revenus pipeliniers futurs revenant à l'APG.

Les producteurs ont convenu de la possibilité de réduire de 5 pour cent leur participation dans le gazoduc en donnant à TCPL l'option d'acquérir cette participation au moment où la décision sera prise de construire le gazoduc. TCPL présentera une demande de prolongement de son réseau de l'Alberta pour le relier au gazoduc de la vallée du Mackenzie au sud de la frontière entre l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest.

TCPL obtient également certains droits de préemption advenant qu'un ou plusieurs producteurs décident de vendre leur participation. TCPL pourrait se porter acquéreur de 50 pour cent d'une telle participation, et les producteurs et l'APG se partageraient l'autre tranche de 50 pour cent. Si le gazoduc se prolonge au-delà de la capacité initiale, et une fois que l'APG aura obtenu sa participation d'un tiers, TCPL et les autres propriétaires auront tous la possibilité d'obtenir une participation d'un tiers de tout prolongement.

Électricité

En juin 2003, TCPL a conclu une entente en vue de développer le projet de cogénération de Bécancour, qui prévoit l'aménagement, près de Trois-Rivières, au Québec, d'une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel d'une capacité de 550 mégawatts. Sous réserve des approbations des organismes de réglementation, la construction de la centrale, dont le coût est évalué à 500 millions de dollars, devrait débuter l'an prochain, et sa mise en exploitation est prévue vers la fin de 2006. La centrale vendra toute sa production d'électricité à Hydro-Québec Distribution, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans. La centrale fournira également de la vapeur à certaines grandes entreprises situées dans le parc industriel de Bécancour.

Informations prospectives

Le présent rapport trimestriel 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 TCPL 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 facteurs, prière de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des organismes de réglementation du commerce des valeurs mobilières du Canada et de la *Securities and Exchange Commission* des États-Unis. TCPL n'a ni l'intention ni l'obligation de mettre à jour ou de réviser quelque énoncé prospectif, que ce soit à la suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour toute autre raison.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Produits	1 311	1 345	2 647	2 591
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	189	170	369	303
Autres coûts et charges	382	383	809	737
Amortissement	217	213	432	420
	<u>788</u>	<u>766</u>	<u>1 610</u>	<u>1 460</u>
Bénéfice d'exploitation	523	579	1 037	1 131
Autres charges (produits)				
Charges financières	205	218	409	439
Charges financières des coentreprises	23	22	45	45
Bénéfice tiré d'une participation	(26)	(8)	(84)	(18)
Intérêts créditeurs et autres produits	(22)	(11)	(35)	(22)
	<u>180</u>	<u>221</u>	<u>335</u>	<u>444</u>
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	343	358	702	687
Impôts sur les bénéfices				
- exigibles et futurs	127	138	263	266
Bénéfice net	216	220	439	421
Charges liées aux titres privilégiés	9	9	18	18
Dividendes sur actions privilégiées	5	6	11	11
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	202	205	410	392

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002	2003	2002
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	216	220	439	421
Amortissement	217	213	432	420
Impôts futurs	53	56	127	109
Bénéfice tiré d'une participation supérieur aux distributions reçues	(8)	(1)	(59)	(5)
Autres	(44)	(50)	(48)	(52)
Fonds provenant de l'exploitation	434	438	891	893
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	33	(2)	25	(56)
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	467	436	916	837
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités abandonnées	(88)	(7)	(84)	51
	379	429	832	888
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(107)	(98)	(183)	(215)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(3)	-	(412)	-
Aliénation d'éléments d'actif	-	-	5	-
Montants reportés et autres	(47)	(91)	(70)	(74)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(157)	(189)	(660)	(289)
Activités de financement				
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(149)	(140)	(288)	(267)
Billets à payer remboursés, montant net	(291)	(69)	(82)	(240)
Dettes à long terme émises	475	-	475	-
Réduction de la dette à long terme	(50)	(24)	(59)	(116)
Dettes sans recours émises par les coentreprises	29	4	46	5
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(32)	(29)	(48)	(42)
Actions ordinaires émises	2	16	18	31
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	(16)	(242)	62	(629)
Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme	206	(2)	234	(30)
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	240	271	212	299
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	446	269	446	269

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	30 juin 2003 (non vérifié)	31 décembre 2002
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	446	212
Débiteurs	604	691
Stocks	168	178
Autres	101	102
	<u>1 319</u>	<u>1 183</u>
Placements à long terme	713	291
Immobilisations corporelles	16 975	17 496
Autres éléments d'actif	996	946
	<u>20 003</u>	<u>19 916</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	215	297
Créditeurs	789	902
Intérêts courus	206	227
Tranche de la dette à long terme échéant à court terme	580	517
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à court terme	20	75
Provision pour perte découlant des activités abandonnées	217	234
	<u>2 027</u>	<u>2 252</u>
Montants reportés	326	353
Dette à long terme	8 983	8 815
Impôts futurs	318	226
Dette sans recours des coentreprises	1 174	1 222
Dette subordonnée de rang inférieur	239	238
	<u>13 067</u>	<u>13 106</u>
Capitaux propres		
Titres privilégiés	673	674
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires	4 632	4 614
Surplus d'apport	266	265
Bénéfices non répartis	1 005	854
Écarts de conversion	(29)	14
	<u>6 936</u>	<u>6 810</u>
	<u>20 003</u>	<u>19 916</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des résultats non répartis

(non vérifié) (en millions de dollars)	Semestres terminés les 30 juin	
	2003	2002
Solde au début de la période	854	586
Bénéfice net	439	421
Charges sur titres privilégiés	(18)	(18)
Dividendes sur actions privilégiées	(11)	(11)
Dividendes sur actions ordinaires	(259)	(239)
	1 005	739

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifié)

1. Mode de présentation

Aux termes d'un plan d'arrangement entré en vigueur le 15 mai 2003, les actions ordinaires de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la Société) ont été échangées contre des actions ordinaires de TransCanada Corporation (TransCanada). Par conséquent, TCPL est devenue une filiale en propriété exclusive de TransCanada. Les états financiers consolidés du semestre terminé le 30 juin 2003 comprennent les comptes de TCPL et les comptes consolidés de toutes ses filiales.

2. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TCPL ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers annuels de la Société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Ces états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers annuels compris dans le rapport annuel 2002 de TransCanada PipeLines Limited. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été retraités pour qu'ils soient conformes à la présentation adoptée pour la période considérée.

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. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la Société.

3. Information sectorielle

Trimestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Transport		Électricité		Siège social		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Produits	944	1 002	367	343	-	-	1 311	1 345
Coût des marchandises vendues	-	-	(189)	(170)	-	-	(189)	(170)
Autres coûts et charges	(301)	(286)	(79)	(95)	(2)	(2)	(382)	(383)
Amortissement	(195)	(198)	(22)	(15)	-	-	(217)	(213)
Bénéfice (perte) d'exploitation	448	518	77	63	(2)	(2)	523	579
Charges financières et charges liées à la part des actionnaires sans contrôle	(194)	(208)	(3)	(3)	(22)	(22)	(219)	(233)
Charges financières des coentreprises	(22)	(22)	(1)	-	-	-	(23)	(22)
Bénéfice tiré d'une participation	10	8	16	-	-	-	26	8
Intérêts créditeurs et autres produits	3	-	4	4	15	7	22	11
Impôts sur les bénéfices	(101)	(122)	(30)	(24)	4	8	(127)	(138)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	144	174	63	40	(5)	(9)	202	205

Semestres terminés les 30 juin (non vérifié - en millions de dollars)	Transport		Électricité		Siège social		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Produits	1 904	1 943	743	648	-	-	2 647	2 591
Coût des marchandises vendues	-	-	(369)	(303)	-	-	(369)	(303)
Autres coûts et charges	(605)	(546)	(200)	(187)	(4)	(4)	(809)	(737)
Amortissement	(389)	(390)	(43)	(30)	-	-	(432)	(420)
Bénéfice (perte) d'exploitation	910	1 007	131	128	(4)	(4)	1 037	1 131
Charges financières et charges liées à la part des actionnaires sans contrôle	(390)	(414)	(5)	(6)	(43)	(48)	(438)	(468)
Charges financières des coentreprises	(44)	(45)	(1)	-	-	-	(45)	(45)
Bénéfice tiré d'une participation	30	18	54	-	-	-	84	18
Intérêts créditeurs et autres produits	8	6	8	7	19	9	35	22
Impôts sur les bénéfices	(212)	(235)	(61)	(48)	10	17	(263)	(266)
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	302	337	126	81	(18)	(26)	410	392

Total de l'actif
(en millions de dollars)

	30 juin 2003 (non vérifié)	31 décembre 2002
Transport	16 363	16 979
Électricité	2 608	2 292
Siège social	853	457
Activités poursuivies	19 824	19 728
Activités abandonnées	179	188
	20 003	19 916

4. Dette à long terme

Le 9 juin 2003, la Société a émis des billets 4,00 pour cent échéant le 15 juin 2013 d'un montant de 350 millions de dollars américains.

Le 3 juillet 2003, la Société a racheté, pour un montant de 160 millions de dollars américains, les débetures subordonnées de rang inférieur 8,75 pour cent. Les détenteurs de ces débetures ont reçu un montant de 25,0122 \$ US pour chaque tranche de capital de 25,00 \$ US, montant qui comprenait les intérêts courus et impayés à la date de rachat, sans prime ou pénalité.

5. Gestion des risques et instruments financiers

Les changements importants dans les instruments de gestion des risques et les instruments financiers de la Société depuis le 31 décembre 2002 s'établissent comme suit.

Établissements étrangers

Au 30 juin 2003 et au 31 décembre 2002, la Société détenait des éléments d'actif et de passif libellés en monnaie étrangère, ce qui l'exposait au risque lié aux variations des taux de change. La Société a recours à des instruments dérivés libellés en monnaie étrangère afin de couvrir le risque de change, et ce, après impôts. Les swaps de devises comportent un taux d'intérêt variable que la Société couvre en partie en concluant des swaps de taux d'intérêt et des contrats de garantie de taux d'intérêt. Le portefeuille d'instruments dérivés libellés en monnaie étrangère de la Société comprend des contrats de durées allant jusqu'à quatre ans. Les montants présentés à la juste valeur dans le tableau qui suit, relativement au risque de change, sont contrebalancés par les gains ou les pertes de conversion qui se rapportent au montant net des éléments d'actif et sont inscrits comme écarts de conversion dans les capitaux propres.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 juin 2003 (non vérifié)		31 décembre 2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de change				
Swaps de devises				
Dollars US	50	50	(8)	(8)
Contrats de change à terme				
Dollars US	-	-	(4)	(4)

Au 30 juin 2003, les montants nominaux de référence des swaps de devises étaient de 250 millions de dollars américains (350 millions de dollars américains au 31 décembre 2002), et les montants nominaux de référence des contrats de change à terme étaient nuls (225 millions de dollars américains au 31 décembre 2002).

Rapprochement des écarts de conversion

(en millions de dollars)	30 juin 2003 (non vérifié)	31 décembre 2002
Solde au début de l'exercice	14	13
(Pertes) gains à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	(115)	3
Gains (pertes) de change liés aux instruments dérivés, et autres	72	(2)
	(29)	14

6. Activités abandonnées

En juillet 2001, le conseil d'administration a approuvé un plan de cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la Société. En décembre 1999, le conseil d'administration avait approuvé un plan (plan de décembre) de cession de l'entreprise d'activités internationales de la Société, de son entreprise d'activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises. Les cessions prévues aux termes des deux plans avaient essentiellement été menées à bien au 31 décembre 2001.

La Société a réduit les risques associés au passif éventuel lié aux activités de commercialisation du gaz cédées en obtenant certains contrats en vigueur en juin et au début de juillet 2003, et en effectuant simultanément des opérations de couverture pour la totalité des risques liés aux prix du marché aux termes de ces contrats. La Société continue d'assumer une responsabilité éventuelle relativement à certaines obligations résiduelles.

TCPL a revu, au 30 juin 2003, sa provision pour pertes liée aux activités abandonnées et a conclu que la provision était adéquate et que le report continu d'un montant d'environ 100 millions de dollars, au titre de gains après impôts reportés, était approprié. Par conséquent les activités abandonnées n'ont eu aucune incidence sur les résultats durant le deuxième trimestre de 2003.

Le bénéfice net découlant des activités abandonnées a été de néant pour le trimestre et le semestre terminés les 30 juin 2003 et 2002. La provision pour perte liée aux activités abandonnées totalisait 217 millions de dollars au 30 juin 2003 (234 millions de dollars au 31 décembre 2002). L'actif net lié aux activités abandonnées compris dans le bilan consolidé au 30 juin 2003 s'établissait à 142 millions de dollars (90 millions de dollars au 31 décembre 2002).

7. Engagements

Le 18 juin 2003, un accord régissant le rôle de TCPL dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie a été conclu entre les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'Aboriginal Pipeline Group (APG) et TCPL. S'il est approuvé, le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière du nord de l'Alberta, où il serait alors relié au réseau de l'Alberta. Aux termes de l'accord, TCPL a convenu de financer la part d'APG pour les coûts de la phase de définition du projet, soit le tiers, actuellement évalués à 80 millions de dollars sur trois ans. Si le gazoduc est approuvé et mis en exploitation, ce prêt sera remboursé à même la part des revenus pipeliniers futurs revenant à l'APG.

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des porteurs d'actions privilégiées et des investisseurs éventuels.

Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 1 800 361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis). Numéro d'accès direct : David Moneta/Debbie Persad au (403) 920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457. Relations avec les médias : Glenn Herchak/Hejdi Feick au (403) 920-7877.

Site Internet de TransCanada : <http://www.transcanada.com>