

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED
QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2003

Rapport trimestriel

Aperçu des résultats consolidés

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2003	2002	2003	2002
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies	193	180	801	747
Activités abandonnées	-	-	50	-
	193	180	851	747

Analyse par la direction

L'analyse par la direction qui suit doit être lue à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 ainsi que des notes y afférentes.

Résultats d'exploitation
Résultats consolidés

Au quatrième trimestre de 2003, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires au titre des activités poursuivies (résultat net) et le bénéfice net de TCPL se sont établis à 193 millions de dollars, comparativement à 180 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2002. L'accroissement de 13 millions de dollars provient surtout de l'amélioration des résultats de l'entreprise d'électricité. Le résultat net supérieur de l'entreprise d'électricité comprenait un gain de 7 millions de dollars après impôts sur le placement de TCPL dans Bruce Power L.P. (Bruce Power) et tient compte de la baisse des frais généraux, administratifs et de soutien.

TCPL a inscrit un bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de 851 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, comparativement à 747 millions de dollars pour la période comparable en 2002. Les résultats de 2003 comprennent le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 50 millions de dollars, qui reflète le montant constaté dans les résultats du troisième trimestre de 2003 au titre d'un gain initialement reporté d'environ 100 millions de dollars après impôts relativement à la cession, en 2001, de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires au titre des activités poursuivies de TCPL s'est établi à 801 millions de dollars, comparativement à 747 millions de dollars pour la période correspondante de 2002. L'accroissement de 54 millions de dollars entre 2002 et 2003 provient principalement de la progression de 74 millions de dollars du résultat net de l'entreprise d'électricité et du fléchissement des charges nettes du secteur Siège social, mais en partie annulés par le recul du résultat net de l'entreprise de transport de gaz.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, le résultat net de l'entreprise d'électricité comprenait un montant après impôts de 73 millions de dollars au titre de la participation acquise par TCPL dans Bruce Power 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 aux termes de contrats à terme d'électricité. Ce montant représente la valeur des contrats à terme d'électricité qui ont été résiliés lorsque la contrepartie a manqué à ses engagements. Ces hausses sont en partie contrebalancées par la baisse du bénéfice d'exploitation et des produits divers des établissements du nord-est des États-Unis, conjuguée à l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien.

La diminution de 11 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social en 2003 s'explique surtout par l'incidence positive du fléchissement du dollar américain en 2003, comparativement à 2002.

La baisse de 31 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, comparativement à l'exercice précédent, découle principalement du recul du résultat 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 parties prenantes en février 2003. En juin 2002, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a fait connaître à TCPL sa décision sur la demande concernant le rendement équitable (demande sur le rendement équitable), demande qui portait sur le mode de détermination du coût en capital à inclure dans le calcul des droits définitifs de 2001 et 2002 pour le réseau principal au Canada. Les résultats de l'exercice terminé le 31 décembre 2002 comprenaient un bénéfice après impôts de 16 millions de dollars reflétant l'incidence de la décision au sujet de la demande sur le rendement équitable pour 2001. Les résultats de l'entreprise de transport de gaz pour 2003 comprenaient la part de 11 millions de dollars revenant à TCPL des économies d'impôts futurs constatées par TransGas de Occidente (TransGas), tandis que les résultats de 2002 tenaient compte du montant 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 payée au Minnesota au cours d'exercices antérieurs.

Aperçu des résultats par secteur

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2003	2002	2003	2002
Transport de gaz	160	162	622	653
Électricité	44	30	220	146
Siège social	(11)	(12)	(41)	(52)
Activités poursuivies	193	180	801	747
Activités abandonnées	-	-	50	-
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	193	180	851	747

D'un montant de 403 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2003, les fonds provenant des activités poursuivies ont diminué de 64 millions de dollars comparativement au quatrième trimestre de 2002. Les fonds provenant des activités poursuivies ont baissé de 17 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent pour totaliser 1 810 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003.

Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 160 millions de dollars et à 622 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2003, respectivement alors qu'il avait été de 162 millions de dollars et de 653 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2002.

Aperçu des résultats – Transport

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2003	2002	2003	2002
Gazoducs détenus en propriété exclusive				
Réseau de l'Alberta	54	56	190	214
Réseau principal au Canada	75	75	290	307
Foothills*	6	4	20	17
Réseau de la Colombie-Britannique	2	2	6	6
	137	137	506	544
Autres entreprises de transport de gaz				
Great Lakes	14	17	52	66
Iroquois	3	3	18	18
TC PipeLines, LP	4	5	15	17
Portland**	4	-	11	2
Ventures LP	3	2	10	7
Trans Québec & Maritimes	2	2	8	8
CrossAlta	2	4	6	13
TransGas de Occidente	2	1	22	6
Régions nordiques	(2)	(1)	(4)	(6)
Frais généraux, administratifs, de soutien et autres	(9)	(8)	(22)	(22)
	23	25	116	109
Résultat net	160	162	622	653

* Les participations restantes dans Foothills, non détenues antérieurement par TCPL, ont été acquises le 15 août 2003.

** TCPL a augmenté sa participation dans Portland pour la porter de 33,3 pour cent à 43,4 pour cent le 29 septembre 2003, puis de 43,4 pour cent à 61,7 pour cent le 3 décembre 2003.

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Pour le quatrième trimestre de 2003, le résultat net du réseau de l'Alberta a diminué de 2 millions de dollars pour s'établir à 54 millions de dollars, alors qu'il avait été de 56 millions de dollars pour le même trimestre en 2002. Le résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2003 a diminué de 24 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent. Ce recul s'explique surtout par l'incidence négative sur les résultats 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. Ainsi qu'il a été mentionné dans le rapport trimestriel aux actionnaires du troisième trimestre de 2003, les produits fixes inférieurs prévus dans le règlement conclu en 2003 devaient donner lieu, en 2003, à des résultats annuels d'environ 30 millions de dollars inférieurs aux résultats de 2002, qui s'étaient établis à 214 millions de dollars. Cependant, la baisse des frais de financement et d'exploitation a en partie neutralisé le recul prévu des résultats.

Pour le quatrième trimestre, le résultat net du réseau principal au Canada a été de 75 millions de dollars, soit un chiffre comparable à celui inscrit pour le même trimestre en 2002. Le résultat net de 2003, soit 290 millions de dollars, est de 17 millions de dollars inférieur au résultat net de 2002 en raison de l'incidence de la décision de l'ONÉ sur le rendement équitable en 2002. Cette dernière prévoyait une hausse du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 30 pour cent à 33 pour cent le 1^{er} janvier 2001 et a donné lieu à la constatation, en juin 2002, d'un montant

supplémentaire de 16 millions de dollars au titre du résultat net de l'exercice terminé le 31 décembre 2001. L'incidence de la diminution de la base d'investissement moyenne a été en partie enrayée par 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 décembre 2002, l'ONÉ a approuvé la demande dans laquelle TCPL sollicitait l'imputation de droits provisoires pour le service de transport à compter du 1^{er} janvier 2003. En août 2003, postérieurement à sa décision au sujet de la demande sur les droits et tarifs de 2003, l'ONÉ a approuvé des droits provisoires que la société a imputés pour la période allant du 1^{er} septembre 2003 au 31 décembre 2003. L'ONÉ a décrété que les droits provisoires demeureront en vigueur jusqu'à ce que la Cour d'appel fédérale rende sa décision sur l'appel que TCPL a interjeté à la suite de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande d'examen et de modification de TCPL relativement au rendement équitable, qui devrait être entendu à compter du 16 février 2004.

Données sur l'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre (non vérifié)	Réseau de l'Alberta*		Réseau principal au Canada **		Foothills***		Réseau de la C.-B.	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
	Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	4 878	5 074	8 565	8 884	739	***	236
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)								
Total	3 883	4 146	2 628	2 630	1 110	***	325	371
Moyenne quotidienne	10,6	11,4	7,2	7,2	3,0	***	0,9	1,0

* Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 892 milliards de pieds cubes pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (4 101 milliards de pieds cubes en 2002); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,7 milliards de pieds cubes (11,2 milliards de pieds cubes en 2002).

** Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 2 055 milliards de pieds cubes (2 221 milliards de pieds cubes en 2002), soit une moyenne quotidienne de 5,6 milliards de pieds cubes (6,1 milliards de pieds cubes en 2002).

*** Les participations restantes dans Foothills ont été acquises en août 2003. Dans le tableau, les volumes de livraison annuels pour 2003 représentent 100 pour cent de Foothills.

Autres entreprises de transport de gaz

La quote-part revenant à TCPL du résultat net de ses autres entreprises de transport de gaz a totalisé 23 millions de dollars et 116 millions de dollars, respectivement, pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2003.

Le résultat net du quatrième trimestre de 2003 a été légèrement inférieur à celui du trimestre correspondant en 2002. La hausse des contributions de Portland, de Ventures LP et de TransGas a été plus que neutralisée par les résultats moins élevés de CrossAlta, les frais supérieurs affectés à la mise en œuvre de projets et l'incidence du fléchissement du dollar américain.

Les résultats de 2002 comprenaient 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 payée au Minnesota au cours d'exercices antérieurs. Compte non tenu de l'incidence de la décision rendue en faveur de Great Lakes en 2002, le résultat net de 2003 s'est accru de 14 millions de dollars comparativement à 2002. Les résultats de TransGas ont augmenté de 16 millions de dollars en raison des droits contractuels supérieurs et de la constatation d'économies d'impôts futurs en 2003. Par rapport à

l'exercice précédent, la quote-part du résultat net de Portland revenant à TCPL en 2003 a augmenté de 9 millions de dollars, principalement en raison de l'incidence du règlement tarifaire conclu au début de 2003 et de la participation accrue de TCPL en 2003. Ces augmentations ont été en partie neutralisées par le fléchissement du dollar américain et la baisse des résultats de CrossAlta par suite de la réduction des marges de stockage en raison de la conjoncture défavorable.

Le 3 décembre 2003, TCPL a haussé sa participation dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership (Portland), pour la porter de 43,4 pour cent à 61,7 pour cent. La société a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire dans El Paso Corporation au prix de 82 millions de dollars US, montant comprenant une dette prise en charge de 50 millions de dollars US.

Électricité

Aperçu des résultats – Électricité

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest	31	30	160	131
Établissements du nord-est des États-Unis	36	35	127	149
Placement dans Bruce Power L.P.	7	-	99	-
Placement dans S.E.C. Électricité	9	9	35	36
Frais généraux, administratifs et de soutien	(20)	(25)	(86)	(73)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	63	49	335	243
Charges financières	(4)	(4)	(12)	(13)
Impôts sur les bénéfices	(15)	(15)	(103)	(84)
Résultat net	44	30	220	146

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 44 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2003, soit 14 millions de dollars de plus que le chiffre de 30 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2002. La tranche du résultat découlant de l'acquisition, en février 2003, d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power et la baisse des frais généraux, administratifs et de soutien sont les principales raisons expliquant cette hausse.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, le résultat net a été de 220 millions de dollars, soit une hausse de 74 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent. Les principaux facteurs expliquant cette hausse ont été les résultats de Bruce Power, un règlement négocié durant le deuxième trimestre de 2003 pour les établissements de l'Ouest, pour un montant représentant la valeur des contrats à terme d'électricité qui liaient une ancienne contrepartie et qui ont été résiliés, ainsi que l'ajout de la centrale de ManChief vers la fin de 2002. Cette hausse a toutefois été en partie neutralisée par le recul des résultats des établissements du nord-est des États-Unis ainsi que par l'augmentation des frais généraux, administratifs et de soutien.

Établissements de l'Ouest

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont totalisé 31 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2003, soit un chiffre comparable à celui du quatrième trimestre de 2002. La contribution supérieure provenant des contrats d'achat d'électricité de Sundance en raison des moindres coûts de transport a été en partie annulée par les incidences défavorables, au quatrième trimestre de 2003, des prix inférieurs obtenus pour les ventes d'électricité.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont totalisé 160 millions de dollars. Par rapport à l'exercice précédent, ce chiffre représente une hausse de 29 millions de dollars principalement attribuable à l'incidence positive de 31 millions de dollars avant impôts (19 millions de dollars après impôts) sur les résultats, du fait du règlement conclu, en juin 2003, avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements aux termes de contrats à terme d'électricité. Les résultats pour un exercice complet de la centrale de ManChief, acquise vers la fin de 2002, et les contributions supérieures provenant des conventions d'achat d'électricité de Sundance compte tenu de la diminution des frais de transport ont également permis de rehausser le bénéfice d'exploitation. Ces hausses ont été partiellement neutralisées par l'incidence, en 2003, des prix inférieurs obtenus pour l'ensemble des ventes d'électricité et du coût supérieur du gaz naturel combustible utilisé par l'installation de noir de carbone.

Établissements du nord-est des États-Unis

Pour le quatrième trimestre de 2003, le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements du nord-est des États-Unis ont augmenté légèrement par rapport au quatrième trimestre de 2002, pour totaliser 36 millions de dollars. L'accroissement du débit à l'installation hydroélectrique de Curtis Palmer et les résultats de l'installation temporaire de Cobourg ont été en partie neutralisés par l'incidence défavorable du fléchissement du dollar américain et la hausse, à la suite d'un processus d'arbitrage, du coût du gaz combustible utilisé à Ocean State Power (OSP).

Les établissements du nord-est des États-Unis ont affiché un bénéfice d'exploitation et des produits divers de 127 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Comparativement à l'exercice 2002, il s'agit d'un recul de 22 millions de dollars qu'on peut principalement attribuer à la hausse des frais d'exploitation d'OSP et à l'incidence défavorable du repli du dollar américain. Ces baisses ont été en partie annulées par les résultats plus favorables découlant de l'accroissement des volumes et des marges de l'entreprise de détail du nord-est des États-Unis grâce aux importants clients commerciaux et industriels. Le prix des approvisionnements gaziers à long terme d'OSP est renégocié chaque année et entre en vigueur après la dixième année du contrat. Si OSP et les fournisseurs ne peuvent conclure une entente au sujet du prix pour une année donnée, ce dernier est alors déterminé par arbitrage. OSP est actuellement en arbitrage avec ses fournisseurs de gaz naturel au sujet de modifications du prix de ses approvisionnements en combustible.

*Participation dans Bruce Power L.P.***Aperçu des résultats – Bruce Power**

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestre terminé le 31 décembre 2003	Exercice terminé le 31 décembre 2003
Bruce Power (base de 100 pour cent)		
Produits	269	1 208
Charges d'exploitation	254	853
Bénéfice d'exploitation	15	355
Charges financières	20	69
(Perte) bénéfice avant impôts sur les bénéfices	(5)	286
Participation de TCPL dans (la perte) le bénéfice de Bruce avant les impôts sur les bénéfices*	(1)	65
Ajustements**	8	34
Bénéfice de TCPL provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	7	99

* TCPL s'est portée acquéreur d'une participation dans Bruce Power le 14 février 2003. Pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003, 100 pour cent du bénéfice avant impôts sur les bénéfices de Bruce Power a totalisé 205 millions de dollars.

** Se reporter à la note 7 afférente aux états financiers du 31 décembre 2003 pour une explication des comptes compris sous le poste Ajustements.

Pour le quatrième trimestre de 2003, le bénéfice de participation avant impôts provenant de Bruce Power s'est élevé à 7 millions de dollars, comparativement à 38 millions de dollars au troisième trimestre de 2003. Cette baisse découle de la production d'électricité inférieure et des frais d'entretien accrus par rapport à ceux du troisième trimestre de 2003, surtout du fait qu'un arrêt d'exploitation prévu pour entretien préventif d'un des réacteurs de Bruce B a duré pendant tout le quatrième trimestre de 2003. Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le quatrième trimestre de 2003 se sont situés à environ 45 \$ par mégawatt-heure (MWh), ce qui correspond aux prix du troisième trimestre de 2003. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, le prix moyen réalisé s'est établi à environ 48 \$ par MWh. Environ 30 pour cent de la production a été vendue sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le quatrième trimestre de 2003, le reste faisant l'objet de contrats de vente à plus long terme.

La quote-part revenant à TCPL au titre de la production d'électricité des quatre réacteurs de Bruce B et d'un réacteur de Bruce A au quatrième trimestre de 2003 a totalisé 1 846 gigawatts-heures (GWh), comparativement à 2 041 GWh au troisième trimestre de 2003. Ces chiffres comprennent la production d'électricité du quatrième réacteur de Bruce A du 1^{er} novembre 2003 au 31 décembre 2003, soit environ 275 GWh. Le quatrième réacteur de Bruce A a commencé à alimenter le réseau électrique de l'Ontario le 7 octobre 2003 et a été considéré comme étant en exploitation commerciale le 1^{er} novembre 2003. Le huitième réacteur de Bruce B a été hors ligne pendant tout le quatrième trimestre à des fins d'entretien. En outre, le septième réacteur de Bruce B a été en indisponibilité fortuite pendant une semaine durant le quatrième trimestre. Pour le quatrième trimestre, la disponibilité moyenne des réacteurs de Bruce a été de 73 pour cent. La disponibilité moyenne durant la période de possession de TCPL se terminant le 31 décembre 2003 a été de 83 pour cent.

Le troisième réacteur de Bruce A a été reconnecté au réseau électrique de l'Ontario le 8 janvier 2004. À l'instar du processus de démarrage du quatrième réacteur de Bruce A, une fois les essais du

système d'arrêt effectués et évalués, le troisième réacteur de Bruce A sera synchronisé de nouveau avec le réseau électrique et exploité progressivement jusqu'à ce qu'il atteigne sa pleine puissance. Les coûts de redémarrage cumulatifs de Bruce Power pour les deux réacteurs de Bruce A se sont élevés à environ 720 millions de dollars. Bruce Power a engagé environ 300 millions de dollars dans le cadre du programme de redémarrage des deux réacteurs pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003, dont environ 32 millions de dollars durant le quatrième trimestre de 2003. TCPL n'a pas fourni de fonds à Bruce Power postérieurement à l'acquisition de sa participation en février 2003. Les deux réacteurs de Bruce A ajoutent une capacité de production de 1 500 mégawatts (MW), ce qui porte la capacité totale de Bruce Power à 4 660 MW.

Bruce Power a engagé environ 147 millions de dollars au titre des dépenses en immobilisations à Bruce B pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003, dont la majorité pour les systèmes de sécurité et les programmes d'accroissement de la capacité d'exploitation. En 2004, le programme de dépenses en immobilisations de Bruce Power pour les deux réacteurs de Bruce A et quatre réacteurs de Bruce B devrait totaliser environ 400 millions de dollars.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement des fluctuations des prix du marché de gros au comptant ainsi que de la disponibilité générale des centrales, elle-même dépendant des travaux d'entretien préventif et correctif. Pour réduire le risque auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe pour une production d'environ 1 560 MW en 2004. En 2004, la disponibilité moyenne des six réacteurs de Bruce devrait être de 80 pour cent, comparativement à 85 pour cent pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. Cette baisse tient compte des arrêts d'exploitation pour entretien préventif de deux réacteurs de Bruce B et de deux réacteurs de Bruce A ainsi que des essais qui seront effectués au bâtiment sous vide de Bruce B cet automne et qui exigent que les quatre réacteurs de Bruce B soient hors ligne pendant environ un mois. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'une durée d'environ un mois est prévu pour l'un des réacteurs de Bruce A vers la fin du premier trimestre de 2004.

Participation dans S.E.C. Électricité

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers pour le trimestre et les douze mois terminés le 31 décembre 2003, soit 9 millions de dollars et 35 millions de dollars respectivement, ont été comparables aux résultats des périodes correspondantes de 2002.

Frais généraux, administratifs et de soutien

Les frais généraux, administratifs et de soutien pour le quatrième trimestre de 2003 ont totalisé 20 millions de dollars, soit une baisse de 5 millions de dollars comparativement au quatrième trimestre de 2002. Cette baisse découle principalement de la diminution des coûts d'expansion des affaires au quatrième trimestre de 2003.

Les frais généraux, administratifs et de soutien pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 se sont accrus de 13 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent, ce qui reflète principalement les frais de soutien supérieurs inhérents au placement que la société détient dans l'entreprise d'électricité.

Volumes des ventes d'électricité

(non vérifié) (en gigawatts-heure)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest*	2 972	2 864	12 296	12 065
Établissements du nord-est des États-Unis	1 794	1 513	6 906	5 630
Placement dans Bruce Power L.P.**	1 846	s.o.	6 655	s.o.
Placement dans S.E.C. Électricité	549	637	2 153	2 416
Total	7 161	5 014	28 010	20 111

* Les volumes des ventes comprennent la participation de TCPL dans la production aux termes de la convention d'achat d'électricité de Sundance B (50 pour cent).

** Acquisition en février 2003. Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de TCPL dans la production de Bruce Power (31,6 pour cent) pour la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003.

**Disponibilité moyenne pondérée
des centrales***

(non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2003	2002	2003	2002
Établissements de l'Ouest	94 %	99 %	93 %	99 %
Établissements du nord-est des États-Unis	99 %	82 %	94 %	95 %
Placement dans Bruce Power L.P.**	73 %	s.o.	83 %	s.o.
Placement dans S.E.C. Électricité	98 %	98 %	96 %	94 %
Toutes les centrales	89 %	92 %	90 %	96 %

* Les arrêts d'exploitation pour travaux d'entretien préventif et correctif réduisent la disponibilité des centrales.

** Acquisition en février 2003. La disponibilité pour TCPL vise la période allant du 14 février 2003 au 31 décembre 2003.

Siège social

Pour les trimestres terminés les 31 décembre 2003 et 2002, les charges nettes se sont élevées respectivement à 11 millions de dollars et 12 millions de dollars. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, les charges nettes ont totalisé 41 millions de dollars, alors qu'elles avaient été de 52 millions de dollars en 2002. Ce repli de 11 millions de dollars en 2003, comparativement à l'exercice antérieur, est surtout attribuable à l'incidence favorable du fléchissement du dollar américain, qui a toutefois été neutralisée par les effets négatifs du recul du dollar américain sur les autres secteurs d'activité.

Activités abandonnées

La cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société avait presque entièrement été menée à bien au 31 décembre 2001. Au troisième trimestre de 2003, une tranche de 50 millions de dollars du gain reporté initial d'environ 100 millions de dollars après impôts se rapportant à la commercialisation du gaz a été constatée dans les résultats. La société a revu, au 31 décembre 2003, sa provision pour pertes liées aux activités abandonnées, ainsi que le gain reporté, et elle a conclu que le reste de la provision était adéquat et que le report du solde du gain après impôts reporté concernant l'entreprise de commercialisation du gaz cédée, soit environ 50 millions de dollars, était approprié.

Les participations de TCPL dans Gasoducto del Pacifico, INNERGY Holdings S.A. et P.T. Paiton Energy Company, dont la cession a été approuvée en vertu d'un plan mis de l'avant en décembre

1999, seront comptabilisées en tant qu'activités poursuivies à compter du 31 décembre 2003 en raison du temps qu'il a fallu à la société pour mener à bien la cession de ces actifs. La société a l'intention de poursuivre son plan de cession de ces participations.

Liquidités et ressources en capital

Fonds provenant de l'exploitation

Pour le trimestre et les douze mois terminés le 31 décembre 2003, les fonds provenant des activités poursuivies ont totalisé respectivement 403 millions de dollars et 1 810 millions de dollars, comparativement à 467 millions de dollars et à 1 827 millions de dollars pour les mêmes périodes en 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 l'exercice terminés le 31 décembre 2003, les dépenses en immobilisations, exception faite des acquisitions, ont totalisé respectivement 127 millions de dollars (202 millions de dollars en 2002) et 391 millions de dollars (599 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 l'exercice terminé le 31 décembre 2003 ont totalisé 570 millions de dollars (228 millions de dollars en 2002) et représentaient principalement :

- au quatrième trimestre de 2003, l'accroissement de la participation dans Portland, qui est passée de 43,4 pour cent à 61,7 pour cent, en contrepartie d'environ 32 millions de dollars US;
- au troisième trimestre de 2003, l'accroissement de la participation dans Portland, qui est passée de 33,3 pour cent à 43,4 pour cent, en contrepartie d'environ 19 millions de dollars US;
- au troisième trimestre de 2003, l'acquisition des participations restantes dans Foothills, au prix d'environ 105 millions de dollars; et
- au premier trimestre de 2003, l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power au prix d'environ 409 millions de dollars, y compris les ajustements de clôture.

En outre, TCPL a pris en charge des dettes de 154 millions de dollars et de 78 millions de dollars US dans le cadre des acquisitions de Foothills et de Portland, respectivement.

Activités de financement

TCPL a utilisé une partie de ses liquidités pour rembourser des emprunts à long terme de 358 millions de dollars et de 744 millions de dollars, respectivement, durant le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2003. En novembre 2003, la société a émis pour 450 millions de dollars de billets comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 5,65 pour cent, et en juin 2003, la société a émis pour 350 millions de dollars US de billets comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 4,00 pour cent. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, les billets en circulation ont diminué de 62 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 126 millions de dollars.

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

Dividendes

Le 27 janvier 2004, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2004, un dividende d'un montant global égal au dividende trimestriel global devant être payé le 30 avril 2004 par TransCanada Corporation sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2004. Le conseil 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 auxquels TCPL est exposée 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 auxquels TCPL est exposée sont conçus pour assurer que les risques soient 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 cadrent avec les objectifs commerciaux de la société et avec 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 de contrepartie 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 de contrepartie.

Contrôles et procédures

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, la direction de TCPL, de concert avec le président et chef de la direction ainsi qu'avec le chef des finances de TCPL, a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de la société. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de TCPL de conclure que les contrôles et procédures de communication de l'information sont efficaces.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice courant, il n'y a eu, dans les contrôles internes de TCPL régissant la présentation de l'information financière, aucun changement qui aurait eu ou qui aurait été susceptible d'avoir une incidence importante sur les contrôles internes de TCPL en matière de présentation de l'information financière.

Convention comptable d'importance critique

La convention comptable d'importance critique de TCPL, à laquelle aucun changement n'a été apporté depuis le 31 décembre 2002, concerne le fait que ses activités réglementées soient comptabilisées selon les exigences de la réglementation comptable. 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 en date du 31 décembre 2002 demeurent 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

En 2004, l'issue des démarches réglementaires pourrait avoir une grande incidence sur les résultats anticipés du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada. La disponibilité des centrales et les fluctuations des prix de l'électricité pourraient influencer pour beaucoup sur les résultats de l'entreprise d'électricité. Outre ces incidences ainsi que le règlement conclu avec une ancienne contrepartie en 2003 et la constatation des avantages au titre d'impôts futurs de TransGas en 2003, les perspectives pour 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 net, 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 de gaz et l'électricité. Le raffermissement du dollar canadien en 2003, comparativement à la devise américaine, n'a pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers consolidés de TCPL en 2003 et ne devrait pas avoir d'incidence importante en 2004. Les cotes de crédit que Dominion Bond Rating Service Limited (DBRS), Moody's Investors Service

(Moody's) et Standard & Poor's ont accordées aux titres d'emprunt de premier rang non garantis de TCPL sont actuellement A, A2 et A-, respectivement. DBRS et Moody's continuent d'assortir leurs cotes de perspectives « stables », tandis que Standard & Poor's assortit plutôt la sienne d'une perspective « négative ».

Autres faits nouveaux

Transport de gaz

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

En juillet 2003, TCPL et d'autres sociétés de services publics ont présenté des témoignages dans le cadre de l'audience sur les coûts en capital généraux de la Commission de l'énergie et des services publics de l'Alberta (CESPA). Dans sa demande au sujet des coûts en capital généraux, TCPL a sollicité l'approbation d'un rendement de 11 pour cent sur les capitaux propres, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 pour cent. La CESPA prévoit adopter, au terme de l'audience, une stratégie normalisée permettant de déterminer le taux de rendement et la structure du capital pour tous les services publics relevant de sa compétence. Les témoignages de vive voix dans le cadre de l'audience se sont terminés le 16 janvier 2004, et les observations écrites suivront.

En septembre 2003, TCPL a déposé auprès de la CESPA les documents requis pour la première phase de la demande tarifaire générale pour 2004, qui renferment les preuves à l'appui de ses besoins en matière de base tarifaire et de produits. Dans sa demande tarifaire, la société demande que le taux d'amortissement composé actuel de 4,00 pour cent soit porté à 4,13 pour cent. Les documents requis pour la deuxième phase de la demande, qui vise principalement les modalités des tarifs et les services, ont été déposés en décembre 2003. Les audiences de la CESPA au sujet des première et deuxième phases de la demande tarifaire générale pour 2004 devraient débuter, à Calgary, les 1^{er} avril et 1^{er} juin 2004 respectivement.

En décembre 2003, la CESPA a approuvé la demande de TCPL sollicitant l'application de tarifs provisoires aux services de transport à compter du 1^{er} janvier 2004. Les tarifs définitifs pour 2004 seront déterminés en fonction de décisions que la CESPA rendra à la suite de l'audience sur les coûts en capital généraux et des deux phases de la demande tarifaire générale.

Le 1^{er} et le 2 décembre 2003, deux défaillances se sont produites sur le gazoduc du réseau de l'Alberta. Les livraisons de gaz aux communautés environnantes n'ont pas été perturbées par l'un ou l'autre incident. Les enquêtes préliminaires sur la cause des deux ruptures ont permis à TCPL de constater la présence de corrosion externe du gazoduc. Personne n'a été blessé, et le tronçon endommagé du réseau de l'Alberta a été réparé en quelques jours. Ces incidents ne devraient pas influencer sur les résultats de la société.

Réseau principal au Canada

En juillet 2003, TCPL a déposé un avis d'appel auprès de la Cour d'appel fédérale et a signifié un avis d'appel à toutes les parties prenantes de l'audience de l'ONÉ au sujet de la demande d'examen et de modification du rendement équitable de TCPL. En septembre 2003, TCPL a déposé un mémoire des faits et du droit auprès de la Cour d'appel fédérale et, en octobre 2003, toutes les parties prenantes ont déposé leurs mémoires en réponse au document soumis par TCPL. Les témoignages de vive voix dans le cadre de l'audience devraient débiter le 16 février 2004.

En décembre 2003, l'ONÉ a approuvé des droits provisoires pour le réseau principal au Canada avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2004. La demande de droits et tarifs pour le réseau principal au Canada en 2004 a été déposée le 26 janvier 2004. Elle sollicite un taux de rendement de 11 pour cent en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 pour cent.

*Autres entreprises de transport de gaz**Iroquois*

Iroquois poursuit les travaux de construction dans le cadre du projet de prolongement Eastchester, et la mise en service des nouvelles installations devrait avoir lieu en février 2004.

Mise en valeur des régions nordiques

Dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie, TCPL a convenu de financer la part de l'Aboriginal Pipeline Group (APG), soit le tiers, pour les coûts de la phase de définition du projet; cette part est évaluée à environ 90 millions de dollars sur trois ans. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003, TCPL a fourni des fonds de 34 millions de dollars, qui sont compris dans le poste Autres éléments d'actif. Les demandes aux organismes de réglementation pour le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie ont été reportées et devraient être présentées vers le milieu de 2004.

Gaz naturel liquéfié

En septembre 2003, TCPL et ConocoPhillips Company ont annoncé la création de la société Fairwinds pour évaluer conjointement un emplacement situé à Harpswell, dans l'État du Maine, en vue d'y aménager une installation de regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). Les résidents de la ville de Harpswell devraient voter, durant le premier trimestre de 2004, sur la location d'un emplacement détenu par la ville pour l'aménagement de l'installation. Si la location de l'emplacement est approuvée et si les approbations réglementaires requises sont obtenues par la suite, la construction de l'installation de GNL pourrait débiter en 2006, et l'installation pourrait devenir entièrement opérationnelle en 2009. Le gaz naturel en provenance de l'installation de GNL serait acheminé par gazoducs à destination des marchés du nord-est des États-Unis.

Électricité

En août 2003, TCPL a amorcé avec succès ses activités aux termes d'un contrat d'achat de services d'électricité conclu avec le gouvernement de l'Ontario par le truchement de la Société financière de l'industrie de l'électricité en Ontario (SFIÉO). Aux termes du contrat, TCPL a fourni 110 MW d'électricité à partir d'une installation temporaire attenante au réseau principal au Canada, près de Cobourg (Ontario), jusqu'au 31 décembre 2003. Le démantèlement de l'installation temporaire a débuté au début de janvier 2004 et devrait être terminé d'ici la fin du printemps.

Le 24 octobre 2003, TCPL et Grandview Cogeneration Corporation, société affiliée à Irving Oil Limited (Irving), ont annoncé qu'elles avaient conclu un accord prévoyant la construction d'une centrale électrique de cogénération alimentée au gaz naturel et d'une puissance de 90 MW. La centrale sera aménagée à Saint John (Nouveau-Brunswick). Cette centrale de cogénération sera aménagée et détenue par TCPL. En vertu d'un contrat d'achat ferme de 20 ans, Irving alimentera la centrale en combustible et s'engage à acheter 100 pour cent de la chaleur et de l'électricité produites. La construction de la centrale a débuté en décembre 2003 et sa mise en service est prévue pour décembre 2004.

La construction de la centrale de MacKay River, près de Fort McMurray, en Alberta, a été achevée durant le quatrième trimestre de 2003, et la mise en service de l'installation d'une capacité de production de 165 MW est en cours.

L'arrêt d'exploitation pour entretien préventif du huitième réacteur de Bruce B au cours du quatrième trimestre, dont la durée prévue était d'environ huit semaines, a été prolongé à la suite d'inspections qui ont permis de déceler l'érosion des plaques de fixation dans trois des huit générateurs de vapeur du réacteur. Les réparations sont terminées, et elles ont été approuvées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire; on procède actuellement à la remise en service du réacteur.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport trimestriel contient des énoncés prospectifs qui sont assujettis à des risques et à des incertitudes importants. Les résultats ou événements prévus dans ces énoncés 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 pour tenir compte de nouvelles informations, d'événements futurs ou pour toute autre raison.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2003	2002	2003	2002
Produits	1 319	1 338	5 357	5 214
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	159	161	692	627
Autres coûts et charges	434	423	1 682	1 546
Amortissement	222	217	914	848
	815	801	3 288	3 021
Bénéfice d'exploitation	504	537	2 069	2 193
Autres charges (produits)				
Charges financières	202	215	821	867
Charges financières des coentreprises	14	23	77	90
Bénéfice de participation	(14)	(7)	(165)	(33)
Intérêts créditeurs et autres produits	(16)	(17)	(60)	(53)
	186	214	673	871
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	318	323	1 396	1 322
Impôts sur les bénéfices – exigibles et futurs	108	128	535	517
Part des actionnaires sans contrôle	2	-	2	-
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	208	195	859	805
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	-	-	50	-
Bénéfice net	208	195	909	805
Charges liées aux titres privilégiés	10	10	36	36
Dividendes sur actions privilégiées	5	5	22	22
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	193	180	851	747
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies	193	180	801	747
Activités abandonnées	-	-	50	-
	193	180	851	747

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre 2003	2002	Exercices terminés les 31 décembre 2003	2002
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	208	195	859	805
Amortissement	222	217	914	848
Impôts futurs	(18)	67	230	247
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(3)	-	(128)	(6)
Autres	(6)	(12)	(65)	(67)
Fonds provenant des activités poursuivies	403	467	1 810	1 827
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	29	101	112	33
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	432	568	1 922	1 860
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités abandonnées	-	29	(17)	59
	432	597	1 905	1 919
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(127)	(202)	(391)	(599)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(23)	(209)	(570)	(228)
Montants reportés et autres	43	(103)	(190)	(115)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(107)	(514)	(1 151)	(942)
Activités de financement				
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(150)	(139)	(588)	(546)
Avances de la société mère	39	-	46	-
Billets à payer émis (remboursés), montant net	(341)	182	(62)	(46)
Dette à long terme émise	455	-	930	-
Réduction de la dette à long terme	(358)	(256)	(744)	(486)
Dette sans recours émise par les coentreprises	-	20	60	44
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(16)	(29)	(71)	(80)
Rachat de débentures subordonnées de rang inférieur	-	-	(218)	-
Actions ordinaires émises	-	7	18	50
Sorties nettes liées aux activités de financement	(371)	(215)	(629)	(1 064)
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	(46)	(132)	125	(87)
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	383	344	212	299
Encaisse et placements à court terme	337	212	337	212
À la fin de la période				
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	28	52	220	257
Intérêts payés	222	227	846	866

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(non vérifié)

31 décembre (en millions de dollars)

	2003	2002
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	337	212
Débiteurs	603	691
Stocks	165	178
Autres	88	107
	1 193	1 188
Placements à long terme	733	345
Immobilisations corporelles	17 451	17 496
Autres éléments d'actif	1 164	937
	20 541	19 966
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	367	297
Créditeurs	1 069	990
Intérêts courus	208	227
Tranche de la dette à long terme échéant à court terme	550	517
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à court terme	19	75
	2 213	2 106
Montant reportés	466	549
Dette à long terme	9 465	8 815
Impôts futurs	427	226
Dette sans recours des coentreprises	761	1 222
Déventures subordonnées de rang inférieur	22	238
	13 354	13 156
Part des actionnaires sans contrôle	82	-
Capitaux propres		
Titres privilégiés	672	674
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires	4 632	4 614
Surplus d'apport	267	265
Bénéfices non répartis	1 185	854
Écart de conversion	(40)	14
	7 105	6 810
	20 541	19 966

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des bénéfices non répartis

(non vérifié) (en millions de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre	
	2003	2002
Solde au début de l'exercice	854	586
Bénéfice net	909	805
Charges liées aux titres privilégiés	(36)	(36)
Dividendes sur actions privilégiées	(22)	(22)
Dividende sur actions ordinaires	(520)	(479)
	1 185	854

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), à raison d'une contre une. Par conséquent, TCPL est devenue une filiale en propriété exclusive de TransCanada. Les états financiers consolidés de l'exercice terminé le 31 décembre 2003 comprennent les comptes de TCPL et les comptes consolidés de toutes ses filiales.

Le 3 décembre 2003, TCPL a augmenté sa participation dans Portland Natural Gas Transmission System Partnership (Portland), qui est passée de 43,4 pour cent à 61,7 pour cent. Postérieurement à cette acquisition, les résultats de Portland ont été entièrement consolidés dans les états financiers de la société, et la part des actionnaires sans contrôle tient compte d'une participation de 38,3 pour cent.

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 TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2002. Les présents 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. Les présents 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.

Réglementation

En décembre 2002, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a approuvé la demande dans laquelle TCPL sollicitait l'imputation de droits provisoires pour le service de transport quant au réseau principal au Canada, à compter du 1^{er} janvier 2003. En août 2003, postérieurement à sa décision au sujet de la demande sur les droits et tarifs de 2003, l'ONÉ a approuvé des droits provisoires pour la période allant du 1^{er} septembre 2003 au 31 décembre 2003. L'ONÉ a déterminé que les droits provisoires demeureront en vigueur jusqu'à ce que la Cour d'appel fédérale rende sa décision sur la demande d'examen et de modification de TCPL au sujet du rendement équitable. Tout ajustement aux droits provisoires sera constaté conformément à la décision définitive de l'ONÉ.

3. Information sectorielle

Trimestres terminés les 31 décembre (non vérifié – en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Produits	982	1 007	337	331	-	-	1 319	1 338
Coût des marchandises vendues	-	-	(159)	(161)	-	-	(159)	(161)
Autres coûts et charges	(326)	(319)	(106)	(103)	(2)	(1)	(434)	(423)
Amortissement	(202)	(197)	(20)	(20)	-	-	(222)	(217)
Bénéfice (perte) d'exploitation	454	491	52	47	(2)	(1)	504	537
Charges financières et charges liées à la part des actionnaires sans contrôle	(193)	(205)	(4)	(4)	(22)	(21)	(219)	(230)
Charges financières des coentreprises	(14)	(23)	-	-	-	-	(14)	(23)
Bénéfice de participation	7	7	7	-	-	-	14	7
Intérêts créditeurs et autres produits	6	5	4	2	6	10	16	17
Impôts sur les bénéfices	(100)	(113)	(15)	(15)	7	-	(108)	(128)
Activités poursuivies	160	162	44	30	(11)	(12)	193	180
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	-	-
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires							193	180

Exercices terminés les 31 décembre (non vérifié – en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2003	2002	2003	2002	2003	2002	2003	2002
Produits	3 956	3 921	1 401	1 293	-	-	5 357	5 214
Coût des marchandises vendues	-	-	(692)	(627)	-	-	(692)	(627)
Autres coûts et charges	(1 270)	(1 166)	(405)	(371)	(7)	(9)	(1 682)	(1 546)
Amortissement	(831)	(783)	(82)	(65)	(1)	-	(914)	(848)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 855	1 972	222	230	(8)	(9)	2 069	2 193
Charges financières et charges liées à la part des actionnaires sans contrôle	(781)	(821)	(11)	(13)	(89)	(91)	(881)	(925)
Charges financières des coentreprises	(76)	(90)	(1)	-	-	-	(77)	(90)
Bénéfice de participation	66	33	99	-	-	-	165	33
Intérêts créditeurs et autres produits	17	17	14	13	29	23	60	53
Impôts sur les bénéfices	(459)	(458)	(103)	(84)	27	25	(535)	(517)
Activités poursuivies	622	653	220	146	(41)	(52)	801	747
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	50	-
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires							851	747

Total de l'actif

31 décembre (en millions de dollars)	2003 (non vérifié)	2002
Transport de gaz	16 972	16 979
Électricité	2 746	2 391
Siège social	812	457
Activités poursuivies	20 530	19 827
Activités abandonnées	11	139
	20 541	19 966

4. Dette à long terme

31 décembre (en millions de dollars)	2003 (non vérifié)	2002
Réseau de l'Alberta	2 341	2 892
Écart de change récupérable par le truchement du processus de tarification	(16)	(271)
	2 325	2 621
Réseau principal au Canada	4 913	5 277
Écart de change récupérable par le truchement du processus de tarification	(60)	(330)
	4 853	4 947
Autres	2 837	1 764
	10 015	9 332
Moins : Tranche de la dette à long terme échéant à court terme	550	517
	9 465	8 815

Le 9 juin 2003, la société a émis pour 350 millions de dollars US de billets non garantis comportant un taux d'intérêt de 4,00 pour cent et échéant le 15 juin 2013. Le 18 novembre 2003, la société a émis pour 450 millions de dollars de billets non garantis comportant un taux d'intérêt de 5,65 pour cent et échéant le 15 janvier 2014.

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 sont présentés ci-après.

Établissements étrangers

Au 31 décembre 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 montant net à risque, après impôts. Le portefeuille d'instruments dérivés libellés en monnaie étrangère de la société comprend des contrats dont la durée peut atteindre 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 change qui se rapportent au montant net des éléments d'actif et sont imputés au compte des écarts de conversion dans les capitaux propres.

Actif (passif)

31 décembre (en millions de dollars)	2003 (non vérifié)		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Valeur du change				
Swaps de devises				
En dollars US	65	65	(8)	(8)

Au 31 décembre 2003, le montant nominal de référence des swaps de devises était de 250 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2002).

Rapprochement des écarts de conversion

31 décembre (en millions de dollars)	2003 (non vérifié)	2002
Solde au début de l'exercice	14	13
(Pertes) gains à la conversion des éléments d'actif nets libellés en monnaie étrangère	(136)	3
Gains (pertes) de change liés aux instruments dérivés, et autres	82	(2)
	(40)	14

Activités de gestion du change et des taux d'intérêt

La société a recours à des instruments dérivés de devises et de taux d'intérêt pour gérer le risque de change lié à la dette libellée en dollars US, les charges libellées en dollars US ainsi que le risque de taux d'intérêt lié au réseau de l'Alberta, au réseau principal au Canada et au réseau de Foothills. Ces instruments dérivés comprennent des contrats d'une durée allant jusqu'à neuf ans. Certains des gains et pertes matérialisés en rapport avec ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, selon des modalités établies à l'avance.

Actif (passif)

31 décembre (en millions de dollars)	2003 (non vérifié)		2002	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Risque de change				
Swaps de devises	(26)	(26)	56	56
Risque de taux d'intérêt				
Swaps de taux d'intérêt				
Dollars CA	2	15	4	56
Dollars US	-	8	(1)	4

Au 31 décembre 2003, les montants nominaux de référence des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US en 2002). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 964 millions de dollars (874 millions de dollars en 2002) et de 100 millions de dollars US (175 millions de dollars US en 2002).

6. Activités abandonnées

Le conseil d'administration a approuvé des plans de cession des activités internationales, des activités intermédiaires au Canada et de certaines autres entreprises de la société (plan de décembre) ainsi que de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société en décembre 1999 et en juillet 2001, respectivement. Les cessions prévues aux termes des deux plans avaient presque entièrement été menées à bien au 31 décembre 2001.

Les participations de TCPL dans Gasoducto del Pacifico, INNERGY Holdings S.A. et P.T. Paiton Energy Company, dont la cession a été approuvée en vertu du plan de décembre, seront comptabilisées en tant qu'activités poursuivies au 31 décembre 2003 en raison du temps qu'il a fallu à la société pour mener à bien la cession de ces actifs. La société a l'intention de poursuivre son plan de cession de ces participations.

La société a réduit certains des risques résiduels associés au passif éventuel lié aux activités de commercialisation du gaz cédées en obtenant d'une filiale de Mirant Corporation certains contrats en vertu desquels elle était toujours exposée à certains risques en 2003 et en effectuant simultanément des opérations de couverture des risques de marché découlant de ces contrats. La société continue d'assumer une responsabilité éventuelle relativement à certaines obligations résiduelles. En 2003, une tranche de 50 millions de dollars du gain reporté initial d'environ 100 millions de dollars après impôts a été constatée dans les résultats. Le gain après impôts est inclus sous le poste Montants reportés.

TCPL a revu, au 31 décembre 2003, sa provision pour pertes liées aux activités abandonnées ainsi que le gain reporté, et a conclu que le reste de la provision était adéquat et que le report du solde du gain après impôts reporté concernant l'entreprise de commercialisation du gaz, soit environ 50 millions de dollars, était approprié.

Les produits d'exploitation découlant des activités abandonnées ont été de 2 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 (36 millions de dollars en 2002). Déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 29 millions de dollars (néant en 2002), le bénéfice net (la perte) découlant des activités abandonnées pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003 a été de 50 millions de dollars. La provision pour pertes liées aux activités abandonnées totalisait 41 millions de dollars au 31 décembre 2003 (83 millions de dollars en 2002). La provision pour pertes liées aux activités abandonnées est comprise dans le poste Crédeurs.

7. Participation dans Bruce Power L.P.

Le 14 février 2003, la société a fait l'acquisition d'une participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power L.P. (Bruce Power) en contrepartie de 409 millions de dollars, y compris les ajustements de clôture. Dans le cadre de l'acquisition, la société a également financé une participation d'un tiers (75 millions de dollars) du paiement reporté du loyer accéléré de 225 millions de dollars versé par Bruce Power à Ontario Power Generation. Le billet à recevoir de Bruce Power en résultant est constaté au poste Autres actifs.

Le coût d'acquisition de la participation de 31,6 pour cent dans Bruce Power a été ventilé comme suit

Répartition du coût d'acquisition

(non vérifié)

(en millions de dollars)

Valeur comptable des actifs nets acquis	281
Contrat de location-acquisition	301
Conventions de ventes d'électricité	(131)
Passif au titre des régimes de retraite et autres	(42)
	409

Le montant imputé à la participation dans Bruce Power comprend l'imputation d'un montant de 301 millions de dollars au contrat de location-acquisition de l'installation de Bruce Power, montant qui sera amorti selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat, qui est en vigueur jusqu'en 2018, ce qui donnera lieu à une dotation aux amortissements annuelle d'environ 19 millions de dollars. Le montant imputé aux conventions de vente d'électricité sera amorti par imputation aux résultats sur la durée restante des conventions de vente sous-jacentes. L'amortissement de la juste valeur attribuée à ces contrats s'établit comme suit : 38 millions de dollars en 2003, 37 millions de dollars en 2004, 25 millions de dollars en 2005, 29 millions de dollars en 2006 et 2 millions de dollars en 2007. Le montant imputé à titre de passif au titre des régimes de retraite sera amorti par imputation aux résultats sur la durée moyenne résiduelle d'activité prévue des employés de Bruce Power, soit 11 ans, ce qui donnera lieu à un amortissement annuel de 3 millions de dollars.

8. 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. 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 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 (soit le tiers) pour les coûts de la phase de définition du projet; cette part est évaluée à environ 90 millions de dollars sur trois ans. Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2003, TCPL a fourni 34 millions de dollars aux termes de ce prêt, montant qui est compris dans le poste Autres actifs. La capacité de récupérer ce placement dépend des résultats du projet.

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des actionnaires 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 Stein au (403) 920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457. Relations avec les médias : Hejdi Feick/Anita Perry au (403) 920-7859.

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