

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**
**TROISIÈME TRIMESTRE DE 2004**

# Rapport trimestriel

## Rapport de gestion

Daté du 26 octobre 2004, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 et doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2003 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2003. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue, sur SEDAR à [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sous TransCanada PipeLines Limited.

**Aperçu des résultats consolidés**

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>				
Activités poursuivies	192	198	794	608
Activités abandonnées	52	50	52	50
	<u>244</u>	<u>248</u>	<u>846</u>	<u>658</u>

## Résultats d'exploitation

### Résultats consolidés

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires (résultat net) de TCPL pour le troisième trimestre de 2004 s'est établi à 244 millions de dollars, alors qu'il avait totalisé 248 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2003. Ce chiffre comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 52 millions de dollars au troisième trimestre de 2004 et 50 millions de dollars au troisième trimestre de 2003 et reflète la constatation dans les résultats des gains initialement reportés liés à la cession de l'entreprise de commercialisation du gaz de la société en 2001.

Au troisième trimestre de 2004, le résultat net découlant des activités poursuivies s'est chiffré à 192 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de moins que le chiffre de 198 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2003. Ce recul s'explique surtout par le résultat net inférieur de l'entreprise de transport de gaz, en partie annulé par la réduction des charges nettes du secteur Siège social.

Le résultat net de l'entreprise de gaz naturel a baissé de 26 millions de dollars au troisième trimestre de 2004 comparativement aux résultats de la même période de l'exercice précédent, et ce, principalement en raison de la diminution du résultat net du réseau de l'Alberta compte tenu de l'incidence de la décision sur les coûts en capital généraux rendue en juillet 2004 et de l'incidence sur les résultats de l'exercice à ce jour de la décision rendue en août 2004 par l'Energy and Utilities Board (EUB) de l'Alberta au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale pour 2004 pour le réseau de l'Alberta. Cette décision refusait le recouvrement de coûts d'un montant élevé, ce qui a réduit les besoins en produits du réseau de l'Alberta, y compris l'incidence des réductions sur la base tarifaire prévue en 2004. Le résultat net du troisième trimestre de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars qui revient à TCPL des économies d'impôts futurs constatées par TransGas de Occidente (TransGas). La baisse des charges nettes du secteur Siège social provient surtout d'un ajustement de 12 millions de dollars après impôts par suite de l'annulation, durant le troisième trimestre de 2004, de provisions pour la restructuration établies préalablement et de la constatation d'économies d'impôts de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital supplémentaires utilisés. Au troisième trimestre de 2004, le bénéfice de l'entreprise d'électricité a été comparable à celui de la même période de l'exercice précédent.

Le résultat net de TCPL pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'est chiffré à 846 millions de dollars, compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars, comparativement à 658 millions de dollars pour la période correspondante de 2003, compte tenu du bénéfice net découlant des activités abandonnées de 50 millions de dollars.

Le résultat net découlant des activités poursuivies de TCPL pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'est établi à 794 millions de dollars, comparativement à 608 millions de dollars pour la période correspondante de 2003. Cet accroissement de 186 millions de dollars pour les neuf premiers mois de 2004 comparativement à la même période en 2003 s'explique par la hausse marquée du résultat net de l'entreprise d'électricité. Par ailleurs, le recul du résultat net de l'entreprise de transport de gaz a été principalement annulé par la réduction des charges nettes du secteur Siège social.

La progression du résultat de l'entreprise d'électricité provient en grande partie du gain de 15 millions de dollars après impôts (25 millions de dollars avant impôts) réalisé au deuxième trimestre de 2004 à la vente, à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité), des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer ainsi que de la constatation de gains de dilution et autres gains totalisant 172 millions de dollars découlant de la réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité et de la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter, en 2017, les parts non détenues par TCPL. TCPL était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence.

Compte non tenu des gains cumulés de 187 millions de dollars susmentionnés inclus dans le résultat net relativement à S.E.C. Électricité et de la constatation, au deuxième trimestre de 2003, d'un règlement de 19 millions de dollars après impôts conclu avec une ancienne contrepartie, le résultat net de l'entreprise d'électricité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 est de 21 millions de dollars supérieur au chiffre inscrit pour la même période en 2003. La progression du

résultat net découlant de la participation de TCPL dans Bruce Power L.P. (Bruce Power) a été partiellement neutralisée par la baisse des contributions des établissements de l'Est.

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a baissé de 33 millions de dollars entre les neuf mois terminés le 30 septembre 2003 et 2004, en raison principalement du recul du résultat du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta; ce repli a été en partie annulé par le gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de la participation de la société dans le projet de gazoduc Millennium (Millennium) au deuxième trimestre de 2004 et par le résultat supérieur des placements dans d'autres entreprises de transport de gaz. Le résultat net du troisième trimestre de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars au titre des économies d'impôts futurs constatées par TransGas.

La baisse de 30 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'explique surtout par l'annulation, durant le troisième trimestre, de provisions pour la restructuration établies préalablement et par des éléments liés aux impôts sur les bénéfices, y compris des remboursements au premier trimestre de 2004 ainsi que la constatation d'économies d'impôts au titre de reports prospectifs de pertes supplémentaires utilisés. Ces variations positives ont été en partie annulées par la hausse des intérêts débiteurs par suite de l'émission de nouveaux titres d'emprunt vers la fin de 2003 et au début de 2004.

#### Aperçu des résultats par secteur

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Transport de gaz	134	160	429	462
Électricité	51	50	365	176
Siège social	7	(12)	-	(30)
Activités poursuivies	192	198	794	608
Activités abandonnées	52	50	52	50
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>244</b>	<b>248</b>	<b>846</b>	<b>658</b>

Les fonds provenant des activités poursuivies se sont élevés à 393 millions de dollars au troisième trimestre de 2004, soit 123 millions de dollars de moins que le chiffre inscrit au troisième trimestre de 2003. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les fonds provenant de l'exploitation ont régressé de 201 millions de dollars comparativement au chiffre inscrit pour la même période en 2003 pour s'établir à 1 206 millions de dollars. Ces baisses découlent principalement de la charge des impôts exigibles supérieure en 2004 comparativement à 2003.

## Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 134 millions de dollars et à 429 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement, alors qu'il avait été de 160 millions de dollars et de 462 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2003.

### Aperçu des résultats – Transport de gaz

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
<b>Gazoducs détenus en propriété exclusive</b>				
Réseau de l'Alberta	31	50	110	136
Réseau principal au Canada	71	73	201	215
Foothills*	6	5	17	14
Réseau de la Colombie-Britannique	2	-	5	4
	<b>110</b>	<b>128</b>	<b>333</b>	<b>369</b>
<b>Autres entreprises de transport de gaz</b>				
Great Lakes	12	10	43	38
Iroquois	3	4	14	15
TC PipeLines, LP	4	4	13	11
Portland**	-	-	6	7
Ventures LP	3	3	10	7
Trans Québec & Maritimes	2	2	6	6
CrossAlta	4	-	6	4
TransGas de Occidente	3	13	9	20
Régions nordiques	(1)	(1)	(3)	(2)
Frais généraux, administratifs, de soutien et frais divers	(6)	(3)	(8)	(13)
	<b>24</b>	<b>32</b>	<b>96</b>	<b>93</b>
Résultat net	<b>134</b>	<b>160</b>	<b>429</b>	<b>462</b>

\* TCPL a acquis le 15 août 2003 le reste des participations de Foothills qu'elle ne détenait pas antérieurement.

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

### *Gazoducs détenus en propriété exclusive*

Le résultat net du réseau de l'Alberta a diminué de 31 millions de dollars, passant de 50 millions de dollars au troisième trimestre de 2003 à 19 millions de dollars pour la même période en 2004. Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 a été de 26 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour la même période en 2003. Ces reculs s'expliquent principalement par l'incidence sur les résultats de l'exercice à ce jour des décisions rendues par l'EUB – en août 2004 au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 et en juillet 2004 au sujet des coûts en capital généraux. La décision sur la demande tarifaire générale refusait de reconnaître des frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars avant impôts au titre de l'exploitation du gazoduc; par conséquent, des ajustements ont été apportés aux résultats du troisième trimestre de 2004 pour tenir compte de l'incidence de cette décision sur les résultats de l'exercice à ce jour. La décision au sujet des coûts en capital généraux a fait baisser le taux de rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires en 2004, comparativement au résultat implicite contenu dans le règlement négocié en 2003 qui comprenait des besoins en produits fixes de 1,277 milliard de dollars avant les ajustements extraordinaires. Le résultat de 2004 rend compte d'un rendement de 9,60 % sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % approuvé dans la décision sur les coûts en capital généraux.

Le résultat net du réseau principal au Canada a diminué de 2 millions de dollars et de 14 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement, contre les périodes correspondantes de 2003. Ce recul provient surtout de la baisse du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires, qui est passé de 9,79 % en 2003 à 9,56 % en 2004, ainsi que de la diminution de la base tarifaire moyenne.

Foothills a affiché un résultat net de 17 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, soit 3 millions de dollars de plus que pour la même période en 2003, ce qui rend compte de l'acquisition, en août 2003, de la tranche restante de la participation que TCPL ne détenait pas dans Foothills.

#### Données sur l'exploitation

Neuf mois terminés les  
30 septembre  
(non vérifié)

	Réseau de l'Alberta*		Réseau principal au Canada **		Foothills***		Réseau de la C.-B.	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	4 642	4 909	8 233	8 601	718	742	229	237
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)								
Total	2 872	2 893	1 947	1 990	844	813	255	227
Moyenne quotidienne	10,5	10,6	7,1	7,3	3,1	3,0	0,9	0,8

\* Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 2 959 milliards de pieds cubes pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 (2 926 milliards de pieds cubes en 2003); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,8 milliards de pieds cubes (10,7 milliards de pieds cubes en 2003).

\*\* Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 503 milliards de pieds cubes (1 572 milliards de pieds cubes en 2003), soit une moyenne quotidienne de 5,5 milliards de pieds cubes (5,8 milliards de pieds cubes en 2003).

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

#### Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2004, la quote-part revenant à TCPL du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 24 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 32 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2003. Les résultats de 2003 comprennent la part de 11 millions de dollars revenant à TCPL au titre des économies d'impôts futurs constatées par TransGas. Exclusion faite de cet ajustement, le résultat net du trimestre s'est accru de 3 millions de dollars contre la période correspondante de 2003. Cette hausse s'explique par l'augmentation du résultat de Great Lakes compte tenu du succès de la campagne de marketing des services à court terme et de l'accroissement du résultat de CrossAlta en raison des conditions favorables sur le marché du stockage, annulés en partie par la hausse des frais généraux, administratifs et de soutien et des frais divers.

Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 a été de 96 millions de dollars, comparativement à 93 millions de dollars pour la période correspondante de 2003. Exclusion faite du gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de Millennium et constaté en 2004 ainsi que des économies d'impôts futurs de 11 millions de dollars constatées par TransGas en 2003, le résultat de l'exercice à ce jour est de 7 millions de dollars supérieur à celui de la période correspondante de 2003. Cette hausse s'explique par l'augmentation du résultat de Great Lakes compte tenu du succès de la campagne de marketing des services à court terme et la progression du résultat de Ventures LP, de TC PipeLines LP et de CrossAlta. Ces hausses ont été en partie neutralisées par l'incidence du

fléchissement du dollar américain et de la hausse des frais généraux, administratifs et de soutien et des frais divers.

## Électricité

### Aperçu des résultats – Électricité

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest	43	26	113	129
Établissements de l'Est	21	30	77	91
Placement dans Bruce Power	29	38	125	92
Placement dans S.E.C. Électricité	6	8	22	26
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(21)	(23)	(70)	(66)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	78	79	267	272
Charges financières	(4)	(2)	(9)	(8)
Impôts sur les bénéfices	(23)	(27)	(80)	(88)
	51	50	178	176
Gains liés à S.E.C. Électricité (après impôts)	-	-	187	-
Résultat net	51	50	365	176

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 51 millions de dollars au troisième trimestre de 2004, soit 1 million de dollars de plus que le chiffre de 50 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2003. Le bénéfice supérieur des établissements de l'Ouest a été plus qu'annulé par la baisse des contributions de Bruce Power et des établissements de l'Est.

Le résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité a été de 365 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, en hausse de 189 millions de dollars par rapport au résultat net de 176 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Cet accroissement provient principalement de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité. Durant le deuxième trimestre de 2004, TCPL a réalisé la vente à S.E.C. Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US, ce qui a donné lieu à un gain après impôts de 15 millions de dollars (25 millions de dollars avant impôts). Dans le cadre d'une assemblée ayant eu lieu en avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé ces acquisitions et la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts que TCPL ne détiendrait pas en 2017. TCPL était tenue de financer ce rachat, mais la suppression de l'obligation de S.E.C. Électricité annule cette exigence. De plus, S.E.C. Électricité a émis, durant le deuxième trimestre de 2004, 8,1 millions de reçus de souscription qui ont été convertis par la suite en parts de société en commandite, et TCPL a fait une contribution de 20 millions de dollars au produit net de l'émission de 286,8 millions de dollars réalisé par S.E.C. Électricité. Cette émission a eu pour incidence nette de réduire la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %. Par suite de ces événements, TCPL a constaté, au deuxième trimestre de 2004, un gain de dilution et d'autres gains totalisant 172 millions de dollars, dont 132 millions de dollars avaient été antérieurement reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017. Les gains de dilution découlent de la réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité par suite de l'émission, par S.E.C. Électricité, de nouvelles parts de sociétés en commandite à un prix sur le marché supérieur à la valeur comptable unitaire du placement détenu par TCPL.

Si l'on ne tient pas compte des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité, le résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité a été de 178 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, en hausse de 2 millions de dollars par rapport au résultat net de 176 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Le résultat de Bruce Power, soit 125 millions de dollars, est de 33 millions de dollars supérieurs au chiffre de 92 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003 et presque totalement annulé par la baisse des contributions des autres établissements de l'entreprise d'électricité.

### *Établissements de l'Ouest*

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont augmenté de 17 millions de dollars pour totaliser 43 millions de dollars au troisième trimestre de 2004, comparativement au chiffre de 26 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2003. Cette montée s'explique surtout par le résultat de la centrale de cogénération de MacKay River nouvellement construite, les honoraires touchés par suite de l'acquisition, au troisième trimestre de 2004, d'installations hydroélectriques par S.E.C. Électricité en Colombie-Britannique ainsi que par la hausse des marges nettes réalisées sur la gestion du portefeuille dans son ensemble. Les contributions trimestrielles de la centrale de MacKay River ont été supérieures aux prévisions pour le trimestre visé, et ce, grâce à la constatation de produits qui avaient été reportés au cours des six premiers mois de 2004.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des neuf mois terminés le 30 septembre 2004, soit 113 millions de dollars, sont inférieurs de 16 millions de dollars au chiffre inscrit pour la période correspondante de 2003. Ce recul est principalement attribuable à la constatation, au deuxième trimestre de 2003, d'un montant de 31 millions de dollars (19 millions de dollars après impôts) au titre d'un règlement avec une ancienne contrepartie qui, en 2001, avait manqué à ses engagements en vertu de contrats de vente à terme d'électricité ainsi qu'au bénéfice inférieur réalisé par la centrale de ManChief en raison de la vente de la centrale à S.E.C. Électricité en avril 2004. Les contributions de la centrale de MacKay River, les honoraires reçus relativement aux actifs acquis par S.E.C. Électricité en 2004 ainsi que l'incidence des marges nettes supérieures réalisées sur le portefeuille d'actifs au deuxième et au troisième trimestre de 2004 ont en partie contré ces baisses.

### *Établissements de l'Est*

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est, soit 21 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2004, ont été inférieurs de 9 millions de dollars au chiffre de 30 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2003. Ce recul est principalement attribuable à la contribution réduite des installations hydroélectriques de Curtis Palmer, qui ont été vendues à S.E.C. Électricité en avril 2004, à l'incidence défavorable de la hausse du coût du gaz combustible à la centrale d'Ocean State Power (OSP) et au fléchissement du dollar américain entre 2003 et 2004. À la fin du mois d'août 2004, OSP a terminé son troisième processus d'arbitrage relativement au coût du gaz combustible et, à l'instar des décisions rendues en décembre 2002 et en mars 2003, cette décision a fait augmenter substantiellement le coût du gaz combustible utilisé par OSP. La décision rendue à l'issue de ce dernier processus d'arbitrage, prenant effet le 1<sup>er</sup> septembre 2004, prévoit un mécanisme de fixation du prix du gaz combustible qui donne lieu à des prix supérieurs aux prix du marché, ce qui nuit à la capacité d'OSP de produire de l'électricité de manière économique et concurrentielle. OSP examine actuellement les incidences possibles de cette décision défavorable et les options connexes. OSP a entrepris le processus d'arbitrage suivant, qui devrait se terminer vers le milieu de 2005.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 se sont élevés à 77 millions de dollars, soit 14 millions de dollars de moins que le chiffre de 91 millions de dollars inscrit pour la même période en 2003. Ce recul est principalement attribuable au bénéfice réduit des installations hydroélectriques de Curtis Palmer, qui ont été vendues à S.E.C. Électricité en avril 2004, à l'incidence défavorable des coûts supérieurs du gaz combustible d'OPS et au fléchissement du dollar américain en 2004.

### *Participation dans Bruce Power*

#### **Aperçu des résultats – Bruce Power**

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
<b>Bruce Power</b> (base de 100 %)				
Produits	395	297	1 228	939
Charges d'exploitation	(297)	(196)	(833)	(599)
Bénéfice d'exploitation	98	101	395	340
Charges financières	(17)	(17)	(50)	(49)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	81	84	345	291
Participation de TCPL dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices*	26	27	109	66
Ajustements	3	11	16	26
Bénéfice de TCPL provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	29	38	125	92

\* TCPL a acquis sa participation dans Bruce Power le 14 février 2003. Le bénéfice total de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices s'est établi à 210 millions de dollars pour la période allant du 14 février 2003 au 30 septembre 2003.

Pour le troisième trimestre de 2004, le bénéfice de participation avant impôts provenant de Bruce Power s'est élevé à 29 millions de dollars, comparativement à 38 millions de dollars au troisième trimestre de 2003. Au troisième trimestre de 2004, la part d'électricité revenant à TCPL s'est élevée à 2 765 gigawatts-heure (GWh), alors qu'elle avait été de 2 041 GWh pour la même période en 2003. Cette hausse rend compte en grande partie de la production supérieure en 2004 en raison du redémarrage des troisième et quatrième réacteurs de Bruce A qui ont haussé la capacité de production de Bruce Power d'environ 1 500 mégawatts (MW) depuis le troisième trimestre de 2003 et ont fait augmenter les charges d'exploitation de Bruce Power proportionnellement. Les quatre réacteurs de Bruce B étaient hors service durant l'inspection du bâtiment sous vide, qui a débuté le 18 septembre 2004, ce qui a en partie annulé l'accroissement de la production des troisième et quatrième réacteurs. Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le troisième trimestre de 2004 ont été d'environ 45 \$ par mégawatt-heure (MWh), soit les mêmes que les prix réalisés au troisième trimestre de 2003. Environ 55 % de la production ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le troisième trimestre de 2004, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme. Sur une base unitaire, les frais d'exploitation de Bruce Power ont augmenté, passant de 30 \$ par MWh au troisième trimestre de 2003 à 34 \$ par MWh au troisième trimestre de 2004. Cette hausse des frais d'exploitation unitaires s'explique principalement par la progression des coûts, étant donné que les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont été plus nombreux au troisième trimestre de 2004 qu'il ne l'avaient été en 2003 et en raison de la perte de production durant l'arrêt d'exploitation du bâtiment sous vide de Bruce B.



Les ajustements à la quote-part revenant à TCPL du bénéfice avant impôts de Bruce Power pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 ont été inférieurs à ceux des périodes correspondantes de 2003, et ce, principalement en raison du fait qu'aucun montant n'a été capitalisé au titre des intérêts au moment de la remise en service des réacteurs de Bruce A.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, le bénéfice de participation avant impôts s'est établi à 125 millions de dollars, comparativement à 92 millions de dollars pour la même période en 2003. Cette hausse s'explique surtout par la production supérieure en 2004 grâce à la remise en service des deux réacteurs de Bruce A ainsi que par la période de neuf mois complets pour le calcul du résultat en 2004, comparativement à la période allant du 14 février au 30 septembre en 2003, soit la période durant laquelle TCPL était propriétaire de l'installation en 2003. Les frais d'exploitation pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'établissaient à 32 \$ par MWh, comparativement à 33 \$ par MWh pour la période allant du 14 février au 30 septembre 2003. Les prix réalisés moyens pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 ont été de 46 \$ par MWh, comparativement à 49 \$ par MWh durant la période de propriété de TCPL terminée le 30 septembre 2003.

Pour le troisième trimestre de 2004, la disponibilité moyenne des réacteurs de Bruce a été de 85 %, comparativement à 94 % durant le troisième trimestre de 2003, ce qui reflète le nombre supérieur d'heures d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif au troisième trimestre de 2004. La disponibilité durant les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 s'est établie à 85 %, comparativement à 88 % pour la période allant du 14 février au 30 septembre 2003. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif du sixième réacteur a débuté le 11 septembre 2004, et le réacteur devrait être remis en exploitation en décembre 2004. L'inspection sous vide prévue pour tous les réacteurs de Bruce B, qui avait débuté le 18 septembre 2004, a été menée à bien en avance sur les délais prévus, et les huitième et septième réacteurs ont été remis en service les 11 et 13 octobre 2004, respectivement. Le cinquième réacteur demeurera hors service pour des travaux d'entretien supplémentaires en raison des essais réalisés durant l'inspection du bâtiment sous vide et devrait être remis en service d'ici le milieu de novembre 2004.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power dépend directement 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 le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce Power a conclu des contrats de vente à prix fixe. Environ 40 % de la production prévue pour le reste de 2004 font l'objet de contrats de vente à prix fixe.

### *Participation dans S.E.C. Électricité*

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers se sont élevés à 6 millions de dollars et à 22 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement. Il s'agit d'un recul de 2 millions de dollars et de 4 millions de dollars, respectivement, comparativement aux résultats des périodes correspondantes de 2003. Ce recul provient surtout de la participation réduite de TCPL dans S.E.C. Électricité en 2004 (30,6 % contre 35,6 %) et de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de tous les gains antérieurement reportés découlant de l'élimination de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité. Avant la suppression de la condition de rachat, l'entreprise d'électricité constatait dans les résultats l'amortissement de ces gains reportés sur une période allant jusqu'en 2017. Le résultat supplémentaire découlant de l'acquisition par S.E.C. Électricité, au deuxième trimestre, des installations de Curtis Palmer et de ManChief annule en partie ces réductions.

*Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers*

Les frais généraux, administratifs et de soutien et les frais divers ont diminué de 2 millions de dollars durant le troisième trimestre de 2004, comparativement à ceux de la même période en 2003. Ce repli provient surtout des gains de change non matérialisés constatés par S.E.C. Électricité sur sa dette libellée en dollars US, annulés en partie par la hausse des frais de soutien. Les frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers ont atteint 70 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, soit 4 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2003. Cette hausse s'explique surtout par les frais de soutien supérieurs découlant de la participation accrue de la société dans l'entreprise d'électricité. La compression des charges d'expansion des affaires et l'incidence favorable de la constatation des gains de change non matérialisés de S.E.C. Électricité ont annulé en partie la hausse des frais de soutien.

**Volumes des ventes d'électricité**

(non vérifié)

(en gigawatts-heure)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest <sup>2)</sup>	2 754	3 070	8 559	9 310
Établissements de l'Est <sup>2)</sup>	1 631	1 717	4 716	5 126
Placement dans Bruce Power <sup>1)</sup>	2 765	2 041	8 257	4 809
Placement dans S.E.C. Électricité <sup>2)</sup>	642	582	1 750	1 604
<b>Total</b>	<b>7 792</b>	<b>7 410</b>	<b>23 282</b>	<b>20 849</b>

1) Acquisition le 14 février 2003. Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TCPL dans la production de Bruce Power à compter de la date d'acquisition.

2) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans le placement de S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.

**Disponibilité moyenne pondérée des centrales <sup>1)</sup>**

(non vérifié)

	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
Établissements de l'Ouest <sup>2)</sup>	94 %	91 %	96 %	93 %
Établissements de l'Est <sup>2)</sup>	98 %	99 %	97 %	92 %
Placement dans Bruce Power <sup>3)</sup>	85 %	94 %	85 %	88 %
Placement dans S.E.C. Électricité <sup>2)</sup>	97 %	99 %	97 %	95 %
<b>Toutes les centrales</b>	<b>92 %</b>	<b>96 %</b>	<b>92 %</b>	<b>91 %</b>

1) La disponibilité des centrales représente le pourcentage du temps, durant l'année, pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non. Les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif réduisent la disponibilité des centrales.

2) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans le placement de S.E.C. Électricité à compter du 30 avril 2004.

3) Le pourcentage comparatif pour 2003 est calculé à compter de la date d'acquisition, soit le 14 février 2003. Le troisième réacteur de Bruce A est inclus à compter du 1<sup>er</sup> mars 2004.

**Siège social**

Le résultat net s'est élevé à 7 millions de dollars et à néant pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement, alors que des charges nettes de 12 millions de dollars et de 30 millions de dollars avaient été constatées pour les périodes correspondantes de 2003.

La hausse de 19 millions de dollars du résultat net du secteur Siège social pour le trimestre terminé le 30 septembre 2004, comparativement à la même période en 2003, provient surtout d'un ajustement de 12 millions de dollars après impôts par suite de l'annulation, durant le trimestre, de provisions pour la restructuration établies préalablement et de la constatation d'économies

d'impôts de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital supplémentaires utilisés.

La hausse de 30 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004 contre la même période en 2003 s'explique surtout par l'annulation, durant le troisième trimestre de 2004, de provisions pour la restructuration établies préalablement et par des éléments liés aux impôts sur les bénéfices, y compris des remboursements au premier trimestre de 2004 ainsi que la constatation d'économies d'impôts au titre de reports prospectifs de pertes supplémentaires utilisés. Ces variations positives ont été en partie annulées par la hausse des intérêts débiteurs par suite de l'émission de nouveaux titres d'emprunt vers la fin de 2003 et au début de 2004.

### **Activités abandonnées**

Le conseil d'administration a approuvé en juillet 2001 un plan visant la 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. TCPL a revu, au 30 septembre 2004, sa provision pour pertes découlant des activités abandonnées et le gain reporté restant relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz cédée. Par suite de cette revue, TCPL a déterminé que son passif éventuel aux termes des garanties et obligations en vertu de certains contrats liés à l'entreprise de gaz cédée avait diminué et, par conséquent, le solde du gain reporté après impôts, soit 52 millions de dollars, a été constaté dans les résultats au troisième trimestre de 2004. TCPL a conclu que le reste de la provision pour pertes découlant des activités abandonnées était adéquat.

### **Liquidités et ressources en capital**

#### **Fonds provenant de l'exploitation**

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 393 millions de dollars et à 1 206 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement, alors qu'ils avaient été de 516 millions de dollars et de 1 407 millions de dollars, respectivement, pour les mêmes périodes en 2003.

TCPL estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue est adéquate et demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2003.

#### **Activités d'investissement**

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions, ont totalisé respectivement 97 millions de dollars (81 millions de dollars en 2003) et 291 millions de dollars (264 millions de dollars en 2003). Elles se rapportaient principalement à la construction de nouvelles centrales électriques, à l'entretien et à la capacité des gazoducs de l'entreprise de transport de gaz.

Durant les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, les actifs cédés ont totalisé 408 millions de dollars (néant en 2003) et se rapportaient principalement à la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité durant le deuxième trimestre de 2004.

Durant le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, la société a consacré respectivement 49 millions de dollars (135 millions de dollars en 2003) et 63 millions de dollars (547 millions de dollars en 2003) à des acquisitions.

### **Activités de financement**

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, TCPL a affecté respectivement 9 millions de dollars et 510 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. En février 2004, la société a émis pour 200 millions de dollars d'effets à moyen terme comportant une échéance de cinq ans et un taux d'intérêt de 4,1 %. En mars 2004, la société a émis pour 350 millions de dollars US d'effets non garantis de rang supérieur comportant une échéance de 30 ans et un taux d'intérêt de 5,6 %. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, l'encours des effets à payer a diminué de 367 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 767 millions de dollars. L'accroissement de l'encaisse et des placements à court terme et la réduction de l'encours des effets à payer signifient que TCPL est bien placée pour réaliser l'achat de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN), ce qui devrait avoir lieu durant le quatrième trimestre de 2004 (consulter la rubrique Autres faits nouveaux – Transport de gaz – Gas Transmission Northwest Corporation).

### *Dividendes*

Le 26 octobre 2004, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2004, un dividende d'un montant total égal au dividende trimestriel total devant être payé par TransCanada Corporation, le 31 janvier 2005, sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2004. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

### **Obligations contractuelles**

Au 30 septembre 2004, TCPL détenait une participation de 30,6 % dans S.E.C. Électricité, une société en commandite ouverte. Jusqu'au 29 avril 2004, S.E.C. Électricité était tenue de racheter toutes les parts en circulation au 30 juin 2017 n'étant pas détenues directement ou indirectement par TCPL, et TCPL était tenue de financer le rachat conformément aux modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. Électricité. À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu le 29 avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé la modification des modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. visant à supprimer l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts non détenues par TCPL en 2017.

Exclusion faite de l'élimination de l'obligation de S.E.C. Électricité, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL depuis le 31 décembre 2003, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, consulter de rapport de gestion de TCPL dans le rapport annuel 2003 de TCPL.

## Instruments financiers et autres instruments

L'information donnée ci-après représente les changements importants aux instruments de gestion des risques et instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2003 et tient compte des effets des modifications comptables qui, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004, ont été adoptées prospectivement en matière de couverture, tel qu'il est discuté plus en détail à la rubrique Modifications comptables – Relations de couverture.

### *Activités de gestion du change et des taux d'intérêt*

Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette libellée en dollars US, au risque de change lié aux charges libellées en dollars US ainsi qu'au risque de taux d'intérêt. La société gère ces risques en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre huit ans. Certains des gains et des pertes matérialisés sur les instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Taux de change</b>				
Swaps de devises	(33)	(33)	(26)	(26)
<b>Taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	16	16	2	15
En dollars US	8	8	-	8

Au 30 septembre 2004, le montant en capital des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US au 31 décembre 2003). De plus, au 30 septembre 2004, la société disposait de swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 210 millions de dollars (210 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 162 millions de dollars US (162 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 569 millions de dollars (964 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

En ce qui concerne ses autres dettes libellées en dollars US, la société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt en ayant recours à des instruments dérivés visant le change et les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre neuf ans. Les justes valeurs des instruments dérivés visant les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)		31 décembre 2003	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	(4)	(4)	1	(3)
En dollars US	34	34	2	37
<b>Change</b>				
Contrats de change à terme				
En dollars US	(7)	(6)	-	1

Au 30 septembre 2004, les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 225 millions de dollars (150 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 450 millions de dollars US (450 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Le montant en capital des contrats de change à terme était de 148 millions de dollars US (19 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

## Gestion des risques

Pour ce qui est des activités poursuivies, les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TCPL est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2003. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

## Contrôles et procédures

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, la direction de TCPL, dont, au premier chef, le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances, 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 ne s'est produit aucun changement concernant le contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TCPL.

## **Convention comptable d'importance critique**

La convention comptable d'importance critique de TCPL, qui n'a pas été modifiée depuis le 31 décembre 2003, concerne le fait que le mode de comptabilisation de ses activités réglementées est prescrit par la réglementation. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur cette convention comptable d'importance critique.

## **Estimations comptables d'importance critique**

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. Depuis le 31 décembre 2003, l'estimation comptable d'importance critique de TCPL demeure la dotation aux amortissements. Durant le troisième trimestre de 2004, TCPL a constaté dans ses résultats l'estimation comptable d'importance critique en ce qui a trait au solde du gain reporté après impôts lié à la vente de l'entreprise de commercialisation du gaz en 2001, tel qu'il est discuté plus en détail à la rubrique Résultats d'exploitation – Activités abandonnées. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

## **Modifications comptables**

### *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, le nouveau chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (ICCA)*. Ce chapitre définit les normes de constatation et de présentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif découlant d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice au cours duquel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une estimation au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de gazoducs souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Dans le cas de ces actifs, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux autres biens du secteur Autres entreprises de transport de gaz de TCPL au 1<sup>er</sup> janvier 2003 et au 31 décembre 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 11 millions de dollars au 30 septembre 2004.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux centrales électriques et aux biens connexes au 1<sup>er</sup> janvier 2003 et au 31 décembre 2003, respectivement. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 23 millions de dollars au 30 septembre 2004. Le placement dans Bruce Power et les conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B n'imposent à la société aucune obligation légale en matière de mise hors service d'immobilisations.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour les périodes antérieures, alors qu'elle a eu une incidence de néant et d'environ 1 million de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement.

### *Relations de couverture*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité, *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, la désignation et l'efficacité des couvertures, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Conformément aux dispositions de cette nouvelle note d'orientation, TCPL a constaté tous les instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

Cette nouvelle note d'orientation a été adoptée prospectivement et a entraîné une diminution de 2 millions de dollars et de néant, respectivement, du bénéfice net du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2004. L'incidence importante de cette modification comptable sur le bilan consolidé au 1<sup>er</sup> janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Actif à court terme	
Autres	8
Autres éléments d'actif	123
Total de l'actif	131
Passif à court terme	
Créditeurs	8
Montants reportés	132
Dette à long terme	(7)
Impôts futurs	(1)
Total du passif	132

### *Principes comptables généralement reconnus*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, le nouveau chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des principes comptables généralement reconnus (PCGR) et les autres sources qui doivent être prises en compte en vue de



l'application des PCGR. En vertu de cette nouvelle norme, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été adoptée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2004. Dans les périodes antérieures, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas constatés dans le bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1<sup>er</sup> janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments d'actif	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

## Perspectives

En 2004, la réalisation du projet d'acquisition de GTN en cours et le gain réalisé à la vente de Millennium devraient influencer positivement sur les résultats du secteur de transport de gaz. Cependant, les décisions rendues par l'EUB en juillet et en août 2004 au sujet des coûts en capital généraux pour les services publics albertains et de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 pour le réseau de l'Alberta, respectivement, influenceront négativement sur les résultats escomptés du secteur de transport de gaz. La rubrique Autres faits nouveaux renferme des renseignements complémentaires sur l'acquisition de GTN en cours et sur les décisions de l'EUB et de l'ONÉ. En outre, la société prévoit que le résultat net de l'entreprise d'électricité en 2004 sera supérieur aux prévisions initiales en raison des gains liés à S.E.C. Électricité. Le résultat de l'entreprise d'électricité pour le reste de 2004 subira le contrecoup de la constatation, au deuxième trimestre de 2004, de gains antérieurement reportés liés à S.E.C. Électricité et du règlement du processus d'arbitrage d'OSP en août 2004. Les postes liés aux impôts sur les bénéfices et l'élimination des provisions pour la restructuration établies antérieurement influenceront positivement sur les résultats escomptés de secteur Siège social. Ces incidences mises à part, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2003. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2003 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

Grâce à son résultat 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. 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 TransCanada PipeLines Limited 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 2004, l'EUB a rendu sa décision au sujet de l'instance sur les coûts en capital généraux. Le réseau de l'Alberta, ainsi que tous les autres services publics albertains assujettis à la réglementation provinciale, ont obtenu un taux de rendement sur les capitaux propres de 9,60 % pour 2004. Ce taux de rendement sur les capitaux propres génériques sera ajusté annuellement d'un taux correspondant à 75 % de la variation du taux des obligations à long terme du gouvernement du Canada par rapport à l'année précédente, conformément à la méthode utilisée par l'ONÉ. L'EUB a également établi le taux de rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires à 35 % pour le réseau de l'Alberta. Ce pourcentage est inférieur à celui sollicité, soit 11 % sur les capitaux propres en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. L'EUB a également indiqué que l'examen du mécanisme d'ajustement du taux de rendement sur les capitaux propres n'aura pas lieu avant 2009, à moins que le taux de rendement sur les capitaux propres en résultant soit inférieur à 7,6 % ou supérieur à 11,6 %. L'EUB prévoit par ailleurs que la structure du capital ne serait modifiée que s'il survenait un changement important pour ce qui est du risque d'investissement.

En septembre 2003, TCPL a déposé auprès de l'EUB 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. La société demande que le taux d'amortissement composé de 4,00 % en 2003 soit porté à 4,13 %. Le 24 août 2004, l'EUB a rendu sa décision et approuvé un taux d'amortissement composé de 4,06 %, approuvé l'achat du réseau pipelinier de Simmons (Simmons) au prix d'environ 22 millions de dollars et approuvé les arrangements de transport par des tiers qui existent actuellement pour les réseaux de Foothills, de Simmons et de Ventures LP. Cependant, une grande partie des coûts ne pourront être récupérés, ce qui a réduit les besoins en produits et la base tarifaire.

En septembre 2004, TCPL a présenté à la Cour d'appel de l'Alberta une demande d'autorisation de porter en appel la décision de l'EUB au sujet de la première phase de la demande tarifaire de 2004 qui refuse la déduction du coût des mesures incitatives. Dans sa décision, l'EUB refusait la déduction de frais d'exploitation d'environ 24 millions de dollars (avant impôts), montant qui comprend la déduction demandée de 19 millions de dollars au titre du coût des mesures incitatives. TCPL croit que la décision de l'EUB de refuser l'inclusion de ces coûts dans les besoins en produits est fondée sur des erreurs de droit. La société croit qu'il lui est nécessaire d'engager de tels coûts raisonnables et prudents pour l'exploitation sécuritaire, fiable et efficace du réseau de l'Alberta. Par la suite, à la demande de TCPL, la Cour d'appel a ajourné l'appel pour une période indéfinie pendant que TCPL évalue les mérites de présenter à l'EUB une demande d'examen et de modification au sujet des coûts de 2004 et tente de négocier un règlement avec ses clients au sujet de la tarification future. L'EUB a limité la durée de tout règlement à trois ans.

En octobre 2004, le réseau de Simmons a été intégré à celui de TCPL en Alberta. Les actifs en question comprennent des canalisations de 380 kilomètres ainsi que des postes de mesurage et

quatre unités de compression situés dans le nord de l'Alberta. Simmons dessert la région de Fort McMurray en gaz naturel depuis plusieurs points de raccordement le long du réseau de l'Alberta et à même la production reliée directement au gazoduc. Sa capacité de débit s'établit à environ 185 millions de pieds cubes par jour.

Les documents requis pour la deuxième phase de la demande tarifaire de 2004, qui vise principalement les modalités des tarifs et les services, ont été déposés en décembre 2003. Les témoignages de vive voix dans le cadre de la deuxième phase de l'audience ont débuté à Calgary le 9 juin 2004; les observations ont été déposées en juillet 2004. La décision de l'EUB est attendue le 26 octobre 2004.

En décembre 2003, l'EUB a approuvé la demande de TCPL sollicitant l'approbation de tarifs provisoires aux services de transport à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004. Les tarifs définitifs pour 2004 seront déterminés durant le quatrième trimestre en fonction de la décision de l'EUB au sujet de la demande tarifaire générale de 2004 et tiendront compte de la décision que rendra l'EUB par suite de l'audience sur les coûts en capital généraux.

### *Réseau principal au Canada*

L'ONÉ a approuvé des droits provisoires de 2004 pour le réseau principal au Canada. La demande de droits et tarifs pour le réseau principal au Canada en 2004 a été déposée en janvier 2004. Elle sollicitait un taux de rendement de 11 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. Compte tenu de la décision de la Cour d'appel fédérale, TCPL a informé l'ONÉ qu'elle ne contesterait pas la formule d'établissement du taux de rendement sur les capitaux propres dans sa demande tarifaire de 2004, et elle a révisé la demande pour tenir compte du taux de rendement sur les capitaux propres de 9,56 % prévu par cette formule en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. La première phase de l'audience, durant laquelle l'ONÉ a examiné toutes les questions soulevées dans la demande, exception faite du coût en capital, s'est terminée le 25 juin 2004. L'ONÉ a rendu sa décision sur la première phase le 10 septembre 2004 et a approuvé la presque totalité des éléments de la demande portant sur les coûts ainsi que le nouveau service de transport garanti non renouvelable. L'ONÉ a suspendu le programme incitatif pour le gaz combustible pour 2004. L'instance au sujet de la deuxième phase de l'audience portera sur la structure du capital et aura lieu durant le quatrième trimestre de 2004. La décision de l'ONÉ à cet effet n'est pas attendue avant la fin du premier trimestre de 2005.

### *Autres entreprises de transport de gaz*

#### *Gas Transmission Northwest Corporation*

Comme l'indique le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2003 de TCPL, la société a conclu avec National Energy & Gas Transmission, Inc. (NEGT) et certaines de ses filiales une entente d'achat d'actions qui prévoit l'acquisition de GTN au prix de 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US, et sous réserve des ajustements de clôture. GTN détient et exploite deux réseaux de gazoducs, soit Gas Transmission Northwest Pipeline System et North Baja Pipeline System (North Baja). L'acquisition de North Baja était assujettie au droit de premier refus d'une tierce partie. Cette dernière a consenti à renoncer à ce droit en ce qui a trait à la vente de North Baja à TCPL. Par conséquent, TCPL prévoit désormais réaliser l'acquisition de Gas Transmission Northwest System et celle de North Baja simultanément.

Durant le deuxième trimestre de 2004, le tribunal de la faillite a approuvé le plan d'arrangement de NEGТ en vertu du chapitre onzième et la vente de GTN à TCPL. TCPL a respecté les conditions préalables à la ratification de l'opération aux termes de la convention d'achat et attend que NEGТ ait mis en œuvre le plan d'arrangement en vertu du chapitre onzième, qui constitue la dernière condition importante préalable à la ratification de l'opération. NEGТ a informé TCPL qu'avant de mettre en œuvre le plan d'arrangement en vertu du chapitre onzième, elle s'employait avec diligence à résoudre d'autres questions liées à la restructuration qui ne sont liées ni à GTN ni à l'opération visant GTN mais qui, néanmoins, sont jugées dans le meilleur intérêt de la succession et des créanciers. NEGТ a de plus affirmé qu'elle croyait que le plan entrera en vigueur durant le quatrième trimestre du présent exercice. Les parties prévoient ratifier l'opération visant GNT peu de temps après.

### *Mise en valeur des régions nordiques*

En octobre 2004, Pétrolière Impériale Ressources a annoncé que les demandes sollicitant l'obtention des principales approbations réglementaires pour le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie avaient été soumises aux conseils, groupes et organismes responsables d'évaluer et de réglementer les projets d'aménagement énergétique dans les Territoires du Nord-Ouest. Le dépôt de ces documents marque une étape importante de la phase de définition de projet. TCPL continuera d'appuyer le projet conformément aux diverses ententes de projet conclues et de contribuer à la mise en liaison des ressources gazières de la vallée du Mackenzie avec son réseau de l'Alberta.

### *Gaz naturel liquéfié*

En septembre 2004, TCPL et Petro-Canada ont signé un protocole d'entente en vue de construire une installation de gaz naturel liquéfié (GNL) à Gros-Cacouna, au Québec (Énergie Cacouna). TCPL et Petro-Canada partageront à parts égales les coûts de construction de l'installation de réception, de stockage et de regazéification de GNL; TCPL assurera l'exploitation de l'installation tandis que Petro-Canada fournira les approvisionnements en GNL. L'installation permettrait de recevoir, de stocker et de regazéifier le GNL importé et d'expédier annuellement environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. Le coût des travaux de construction est évalué à 660 millions de dollars. La construction de l'installation est assujettie à l'obtention des approbations réglementaires des gouvernements fédéral, provincial et municipal et devrait exiger environ deux ans. Sous réserve de l'obtention des approbations requises, l'installation devrait entrer en service vers la fin de la présente décennie.

### *Stockage de gaz*

Outre son placement dans les installations de stockage de gaz naturel de CrossAlta, TransCanada a conclu des contrats à long terme, à compter du deuxième trimestre de 2005, pour 20 pétajoules (PJ) de capacité supplémentaire de stockage de gaz naturel en Alberta. Cette capacité contractuelle augmentera pour passer à 30 PJ en 2006, puis à 40 PJ en 2007. TransCanada entend utiliser cette capacité dans le cadre de son entreprise de services de stockage de gaz en Alberta. La société continue en outre de rechercher d'autres occasions de stockage de gaz.

## Électricité

### *USGen New England, Inc.*

En septembre 2004, USGen New England, Inc. (USGen) et TCPL ont signé une entente prévoyant l'achat par TCPL, au prix de 505 millions de dollars US, d'actifs de production d'énergie hydroélectrique ayant une capacité de production totale de 567 MW. Les actifs comprennent des réseaux de production aménagés sur deux rivières en Nouvelle-Angleterre : le réseau de la rivière Connecticut, dans les États du New Hampshire et du Vermont, d'une capacité de 484 MW et le réseau de la rivière Deerfield, dans les États du Massachusetts et du Vermont, d'une capacité de 83 MW. À l'heure actuelle, la production de ces réseaux ne fait pas l'objet de contrats à long terme.

USGen, une filiale de NEGTEC, s'est volontairement placée sous la protection du chapitre onzième en vertu du code de la faillite des États-Unis en juillet 2003. La vente devra être approuvée par le tribunal de la faillite. Dans le cadre du processus de vente aux enchères approuvé par le tribunal de la faillite conformément aux procédures de soumission, USGen sollicitera des soumissions supérieures à l'accord conclu avec TCPL ou dont les modalités sont plus favorables.

En vertu de l'entente conclue, TCPL bénéficie de certaines protections qui sont assujetties à l'approbation du tribunal, notamment le paiement de frais de résiliation et le remboursement des dépenses advenant qu'une autre soumission soit retenue. TCPL a aussi le droit de modifier son offre si USGen reçoit une offre supérieure à celle prévue par l'accord conclu avec TCPL. L'entente prévoit que le tribunal de la faillite accordera son approbation définitive de la vente environ 75 jours suivant la signature de l'entente. La vente est également assujettie à un examen au titre des lois antitrust et aux autres examens prévus par la réglementation des États-Unis.

### *Hydro-Québec*

En octobre 2004, Hydro-Québec Distribution a octroyé à Cartier Wind Energy Inc., société détenue à 50 % par TCPL, six projets représentant une capacité de production totale de 739,5 MW. Les projets sont répartis dans diverses localités de la région administrative la Gaspésie, Îles-de-la-Madeleine et dans la municipalité régionale de comté de Matane. D'un coût total d'environ 1,2 milliard de dollars, ces installations seront mises en service entre 2006 et 2012. Des conventions d'achat d'électricité sont en cours de négociation avec Hydro-Québec Distribution pour chacune des six installations; elles devraient être complétées en décembre 2004. Chaque convention devra être approuvée par la Régie de l'énergie.

### *MacKay River*

La centrale de cogénération de MacKay River, d'une puissance de 165 MW et située dans le chantier de mise en valeur des sables bitumineux de Petro-Canada à MacKay River, a été déclarée comme étant contractuellement et commercialement en exploitation le 1<sup>er</sup> février 2004. Certains problèmes d'exploitation survenus durant la première moitié de 2004 relativement au site hôte ont été réglés au troisième trimestre de 2004, et la centrale est actuellement en exploitation à la puissance nominale.

**Divers**

En septembre 2004, TCPL a annoncé qu'elle exercerait, le 1<sup>er</sup> novembre 2004, son droit de racheter toutes les débetures 8,50 % de 200 millions de dollars US échéant en 2023 actuellement en circulation. Les détenteurs des débetures auront le droit de recevoir 1 042,7806 \$ US par tranche de 1 000 \$ US de capital détenue. Ce montant comprend 33,10 \$ US au titre de la prime de rachat et 9,6806 \$ US au titre de l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date de rachat.

En octobre 2004, la société a émis pour 300 millions de dollars US d'effets non garantis de rang supérieur comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 4,875 %, utilisant par le fait même la totalité du solde disponible aux termes de son prospectus préalable permettant l'émission de titre de créance aux États-Unis. En date du 30 septembre 2004, la société pouvait émettre des titres de créance d'un montant de 1,35 milliard de dollars aux termes d'un prospectus préalable prévoyant l'émission de titres de créance au Canada. La société prévoit renouveler ses prospectus préalables aux États-Unis et aux Canada durant le quatrième trimestre de 2004.

**Renseignements sur les actions**

Au 30 septembre 2004, TCPL avait 480 668 109 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, il y avait en circulation 4 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série U et 4 000 000 d'actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série Y émises et en circulation au 30 septembre 2004.

**Principales données financières trimestrielles consolidées <sup>1)</sup>**

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2004			2003				2002
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	1 224	1 256	1 233	1 319	1 391	1 311	1 336	1 338
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires								
Activités poursuivies	192	388	214	193	198	202	208	180
Activités abandonnées	52	-	-	-	50	-	-	-
	<b>244</b>	<b>388</b>	<b>214</b>	<b>193</b>	<b>248</b>	<b>202</b>	<b>208</b>	<b>180</b>
<b>Données sur les actions</b>								
Bénéfice net par action – de base et dilué								
Activités poursuivies	0,40 \$	0,81 \$	0,44 \$	0,40 \$	0,41 \$	0,42 \$	0,43 \$	0,37 \$
Activités abandonnées	0,11	-	-	-	0,11	-	-	-
	<b>0,51 \$</b>	<b>0,81 \$</b>	<b>0,44 \$</b>	<b>0,40 \$</b>	<b>0,52 \$</b>	<b>0,42 \$</b>	<b>0,43 \$</b>	<b>0,37 \$</b>

- 1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour qu'ils soient conformes à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé. On trouve aux notes 1 et 18 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés de 2003 de TCPL faisant partie du rapport annuel 2003 de TCPL des renseignements détaillés influant sur la comparabilité des données financières, y compris celles sur les activités abandonnées.

*Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle*

L'entreprise de transport de gaz est principalement constituée des placements de la société dans des gazoducs réglementés, et ses produits et son résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et les résultats sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au sein d'un même exercice, et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs et en raison d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

L'entreprise d'électricité est constituée principalement des placements de la société dans des centrales électriques et ses produits et son résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Les principaux éléments ayant influé sur le résultat net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit:

- Au premier trimestre de 2003, TCPL a effectué l'acquisition d'une participation de 31,6 % dans Bruce Power, ce qui a fait augmenter le résultat de l'entreprise d'électricité en 2004 et 2003, comparativement à 2002. De plus, TCPL a négocié un règlement d'un an au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2003, qui comprenait des besoins en produits fixes de 1,277 milliard de dollars, comparativement à 1,347 milliard de dollars en 2002. Cette opération a fait baisser le résultat de l'entreprise de transport en 2003 comparativement à 2002.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2003 comprenait 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 avait manqué à ses engagements en vertu de contrats à terme d'électricité.

- Le résultat net du troisième trimestre de 2003 comprenait un montant de 11 millions de dollars qui revient à TCPL des économies d'impôts futurs constatées par TransGas.
- Le résultat net du premier trimestre de 2004 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts d'un montant d'environ 12 millions de dollars.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2004 comprenait des gains de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité, dont 132 millions de dollars avaient été reportés et étaient amortis par imputation aux résultats jusqu'en 2017.
- Au troisième trimestre de 2004, les décisions rendues par l'EUB sur les coûts en capital généraux et la première phase de la demande tarifaire générale de 2004 ont entraîné une baisse du résultat du réseau de l'Alberta comparativement aux trimestres précédents. De plus, les résultats du troisième trimestre de 2004 comprenaient un ajustement de 12 millions de dollars après impôts lié à l'annulation de provisions pour la restructuration établies préalablement et à la constatation de 8 millions de dollars au titre de reports prospectifs de pertes autres qu'en capital.

---

### 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 ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison.



## États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
<b>Produits</b>	<b>1 224</b>	<b>1 391</b>	<b>3 713</b>	<b>4 038</b>
<b>Charges d'exploitation</b>				
Coût des marchandises vendues	116	164	395	533
Autres coûts et charges	395	439	1 169	1 248
Amortissement	236	260	700	692
	<b>747</b>	<b>863</b>	<b>2 264</b>	<b>2 473</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>477</b>	<b>528</b>	<b>1 449</b>	<b>1 565</b>
<b>Autres charges (produits)</b>				
Charges financières	208	210	602	619
Charges financières des coentreprises	15	18	45	63
Bénéfice de participation	(39)	(67)	(156)	(151)
Intérêts créditeurs et autres produits	(33)	(9)	(65)	(44)
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	(197)	-
	<b>151</b>	<b>152</b>	<b>229</b>	<b>487</b>
<b>Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>326</b>	<b>376</b>	<b>1 220</b>	<b>1 078</b>
<b>Impôts sur les bénéfices</b>				
Exigibles	104	43	342	179
Futurs	17	121	38	248
	<b>121</b>	<b>164</b>	<b>380</b>	<b>427</b>
<b>Part des actionnaires sans contrôle</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>-</b>
<b>Bénéfice net découlant des activités poursuivies</b>	<b>205</b>	<b>212</b>	<b>834</b>	<b>651</b>
<b>Bénéfice net découlant des activités abandonnées</b>	<b>52</b>	<b>50</b>	<b>52</b>	<b>50</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>257</b>	<b>262</b>	<b>886</b>	<b>701</b>
Charges liées aux titres privilégiés	7	8	23	26
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6	17	17
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>244</b>	<b>248</b>	<b>846</b>	<b>658</b>
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>				
Activités poursuivies	192	198	794	608
Activités abandonnées	52	50	52	50
	<b>244</b>	<b>248</b>	<b>846</b>	<b>658</b>

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 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003	2004	2003
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	205	212	834	651
Amortissement	236	260	700	692
Impôts futurs	17	121	38	248
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	(197)	-
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(29)	(66)	(119)	(125)
Autres	(36)	(11)	(50)	(59)
Fonds provenant des activités poursuivies	393	516	1 206	1 407
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	132	65	60	90
Rentrées nettes liées aux activités poursuivies	525	581	1 266	1 497
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités abandonnées	1	67	(9)	(17)
	526	648	1 257	1 480
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(97)	(81)	(291)	(264)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(49)	(135)	(63)	(547)
Cession d'actifs	-	-	408	-
Montants reportés et autres	(11)	(165)	(27)	(196)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	(157)	(381)	27	(1 007)
<b>Activités de financement</b>				
Dividendes et charges liées aux titres privilégiés	(159)	(150)	(465)	(438)
Effets émis (remboursés), montant net	(66)	361	(367)	279
Dettes à long terme émises	-	-	665	475
Réduction de la dette à long terme	(9)	(327)	(510)	(386)
Dettes sans recours émises par les coentreprises	60	14	147	60
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(8)	(7)	(20)	(55)
Remboursement de débentures subordonnées de rang inférieur	-	(218)	-	(218)
Parts de sociétés en commandite de coentreprises émises	-	-	88	-
Actions ordinaires émises	-	-	-	18
Sorties nettes liées aux activités de financement	(182)	(327)	(462)	(265)
<b>Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme</b>	(58)	(3)	(55)	(37)
<b>Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme</b>	129	(63)	767	171
<b>Encaisse et placements à court terme</b>				
Au début de la période	975	446	337	212
<b>Encaisse et placements à court terme</b>	1 104	383	1 104	383
À la fin de la période				
<b>Information supplémentaire sur les flux de trésorerie</b>				
Impôts sur les bénéfices payés	77	68	329	192
Intérêts payés	193	186	586	618

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**Bilans consolidés**30 septembre 2004  
(non vérifié)

31 décembre 2003

(en millions de dollars)

**ACTIF****Actif à court terme**

Encaisse et placements à court terme

1 104

337

Débiteurs

516

603

Stocks

167

165

Autres

122

88

1 909

1 193

**Placements à long terme**

846

733

**Immobilisations corporelles**

16 796

17 460

**Autres éléments d'actif**

1 286

1 164

20 837

20 550

**PASSIF ET CAPITAUX PROPRES****Passif à court terme**

Effets à payer

-

367

Créditeurs

1 016

1 069

Intérêts courus

230

208

Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an

838

550

Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an

86

19

2 170

2 213

**Montant reportés**

478

475

**Dette à long terme**

9 302

9 465

**Impôts futurs**

457

427

**Dette sans recours des coentreprises**

811

761

**Titres privilégiés**

19

22

13 237

13 363

**Part des actionnaires sans contrôle**

75

82

**Capitaux propres**

Titres privilégiés

671

672

Actions privilégiées

389

389

Actions ordinaires

4 632

4 632

Surplus d'apport

269

267

Bénéfices non répartis

1 610

1 185

Écart de conversion

(46)

(40)

7 525

7 105

20 837

20 550

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

**États consolidés des bénéfices non répartis**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2004	2003
Solde au début de la période	1 185	854
Bénéfice net	886	701
Charges liées aux titres privilégiés	(23)	(26)
Dividendes sur les actions privilégiées	(17)	(17)
Dividendes sur les actions ordinaires	(421)	(389)
	<b>1 610</b>	<b>1 123</b>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

## Notes afférentes aux états financiers consolidés (non vérifié)

### 1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada PipeLines Limited (TCPL ou la société) ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (PCGR) 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 2003, sauf dans la mesure indiquée ci-après. 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 2003 de TCPL. 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.

### 2. Modifications comptables

#### *Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, le nouveau chapitre « Obligations liées à la mise hors services d'immobilisations » du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA). Ce chapitre définit les normes de constatation et de présentation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. En vertu de ce chapitre, la juste valeur du passif découlant d'une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations doit être constatée dans l'exercice au cours duquel cette obligation prend naissance, s'il est possible d'en faire une estimation au prix d'un effort raisonnable. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est imputé aux charges d'exploitation à la fin de chaque exercice. Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée se composent principalement de gazoducs souterrains ainsi que d'équipement de compression et d'autres installations de surface. Dans le cas de ces actifs, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, du fait qu'il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif au prix d'un effort raisonnable, puisque le calendrier et l'envergure des travaux de mise hors service d'immobilisations ne sont pas déterminés. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Cette modification comptable a donné lieu à une augmentation de 2 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux autres biens du secteur Autres entreprises de transport de gaz de TCPL au 1<sup>er</sup> janvier 2003 et au 31 décembre 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 11 millions de dollars au 30 septembre 2004.

Les immobilisations corporelles de l'entreprise d'électricité se composent principalement de centrales électriques situées au Canada et aux États-Unis. La modification comptable susmentionnée a entraîné une augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars de la juste valeur estimative du passif lié aux centrales électriques et aux biens connexes au 1<sup>er</sup> janvier 2003 et au 31 décembre 2003, respectivement. Les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations, déduction faite de l'amortissement cumulé qui aurait été constaté si ces coûts avaient été imputés à l'exercice au cours duquel ils ont été engagés, sont comptabilisés en tant que coût supplémentaire de ces immobilisations au 1<sup>er</sup> janvier 2003. La juste valeur estimative de ce passif était de 23 millions de dollars au 30 septembre 2004. Le placement dans Bruce Power et les conventions d'achat d'électricité de Sundance A et B n'imposent à la société aucune obligation légale en matière de mise hors service d'immobilisations.

Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour les périodes antérieures, alors qu'elle a eu une incidence de néant et d'environ 1 million de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, respectivement.

#### *Relations de couverture*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, les dispositions de la nouvelle Note d'orientation concernant la comptabilité *Relations de couverture* de l'ICCA, qui précise les circonstances dans lesquelles la comptabilité de couverture est appropriée, y compris en ce qui concerne l'identification, la documentation, le désignation et l'efficacité des couvertures, sans oublier les conditions d'abandon de la comptabilité de couverture. Conformément aux dispositions de cette nouvelle note d'orientation, TCPL a constaté tous les instruments dérivés à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

Cette nouvelle note d'orientation a été adoptée prospectivement et a entraîné une diminution de 2 millions de dollars et de néant, respectivement, du bénéfice net du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2004. L'incidence importante de cette modification comptable sur le bilan consolidé au 1<sup>er</sup> janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Actif à court terme	
Autres	8
Autres éléments d'actif	123
Total de l'actif	131
Passif à court terme	
Créditeurs	8
Montants reportés	132
Dette à long terme	(7)
Impôts futurs	(1)
Total du passif	132

*Principes comptables généralement reconnus*

La société a adopté, le 1<sup>er</sup> janvier 2004, la nouvelle norme du chapitre « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*, qui définit les sources premières des PCGR et les autres sources qui doivent être prises en compte en vue de l'application des PCGR. En vertu de cette nouvelle norme, il n'est plus possible d'invoquer les pratiques de l'industrie à l'appui d'une convention comptable donnée.

Cette modification comptable a été adoptée prospectivement et n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net du trimestre et des neuf mois terminés le 30 septembre 2004. Dans les périodes antérieures, conformément aux pratiques de l'industrie, certains actifs et passifs liés aux activités réglementées de la société, ainsi que les montants de report compensatoires, n'étaient pas constatés dans le bilan. L'incidence de cette modification sur le bilan consolidé au 1<sup>er</sup> janvier 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié - en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Autres éléments d'actif	153
Montants reportés	80
Dette à long terme	76
Titres privilégiés	(3)
Total du passif	153

**3. Informations sectorielles**

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Produits	945	1 070	279	321	-	-	1 224	1 391
Coûts des marchandises vendues	-	-	(116)	(164)	-	-	(116)	(164)
Autres coûts et charges	(293)	(339)	(102)	(99)	-	(1)	(395)	(439)
Amortissement	(218)	(240)	(18)	(19)	-	(1)	(236)	(260)
Bénéfice (perte) d'exploitation	434	491	43	39	-	(2)	477	528
Charges financières, charges liées aux titres privilégiés et part des actionnaires sans contrôle	(193)	(198)	(3)	(2)	(25)	(24)	(221)	(224)
Charges financières des coentreprises	(14)	(18)	(1)	-	-	-	(15)	(18)
Bénéfice de participation	10	29	29	38	-	-	39	67
Intérêts créditeurs et autres produits	1	3	6	2	26	4	33	9
Impôts sur les bénéfices	(104)	(147)	(23)	(27)	6	10	(121)	(164)
Activités poursuivies	134	160	51	50	7	(12)	192	198
Activités abandonnées							52	50
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>							<b>244</b>	<b>248</b>

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2004	2003	2004	2003	2004	2003	2004	2003
Produits	2 842	2 974	871	1 064	-	-	3 713	4 038
Coûts des marchandises vendues	-	-	(395)	(533)	-	-	(395)	(533)
Autres coûts et charges	(876)	(944)	(290)	(299)	(3)	(5)	(1 169)	(1 248)
Amortissement	(645)	(629)	(55)	(62)	-	(1)	(700)	(692)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 321	1 401	131	170	(3)	(6)	1 449	1 565
Charges financières, charges liées aux titres privilégiés et part des actionnaires sans contrôle	(574)	(588)	(7)	(7)	(67)	(67)	(648)	(662)
Charges financières des coentreprises	(43)	(62)	(2)	(1)	-	-	(45)	(63)
Bénéfice de participation	31	59	125	92	-	-	156	151
Intérêts créditeurs et autres produits	13	11	11	10	41	23	65	44
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	197	-	-	-	197	-
Impôts sur les bénéfices	(319)	(359)	(90)	(88)	29	20	(380)	(427)
Activités poursuivies	429	462	365	176	-	(30)	794	608
Activités abandonnées							52	50
<b>Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires</b>							<b>846</b>	<b>658</b>

**Total de l'actif**

(en millions de dollars)	30 septembre 2004 (non vérifié)	31 décembre 2003
Transport de gaz	16 356	16 974
Électricité	2 696	2 753
Siège social	1 775	812
Activités poursuivies	20 827	20 539
Activités abandonnées	10	11
	<b>20 837</b>	<b>20 550</b>

**4. Gestion des risques et instruments financiers**

L'information présentée ci-après représente les changements importants aux instruments de gestion des risques et instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2003 et tient compte des incidences des modifications comptables qui, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004, ont été adoptées prospectivement en matière de couverture, tel qu'il est discuté plus en détail à la note 2, Modifications comptables – Relations de couverture.

*Activités de gestion du change et des taux d'intérêt*

Le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada et le réseau de Foothills sont exposés au risque de change lié à la dette et au taux d'intérêt en dollars US. La société gère certains de ces risques en ayant recours à des instruments dérivés libellés en devises et à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre huit ans. Certains des gains et des pertes matérialisés sur les instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance.



Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2004		31 décembre 2003	
	(non vérifié)		Valeur comptable	Juste valeur
	Valeur comptable	Juste valeur		
<b>Taux de change</b>				
Swaps de devises	(33)	(33)	(26)	(26)
<b>Taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	16	16	2	15
En dollars US	8	8	-	8

Au 30 septembre 2004, le montant en capital des swaps de devises était de 282 millions de dollars US (282 millions de dollars US au 31 décembre 2003). De plus, au 30 septembre 2004, la société disposait de swaps de taux d'intérêt associés à des swaps de devises dont les montants nominaux de référence étaient de 210 millions de dollars (210 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 162 millions de dollars US (162 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 569 millions de dollars (964 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 100 millions de dollars US (100 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

En ce qui concerne ses autres dettes libellées en dollars US, la société gère le risque de change et le risque de taux d'intérêt en ayant recours à des instruments dérivés libellés en devises et à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt. Ces instruments dérivés comprennent des contrats dont la durée peut atteindre neuf ans. Les justes valeurs des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2004		31 décembre 2003	
	(non vérifié)		Valeur comptable	Juste valeur
	Valeur comptable	Juste valeur		
<b>Taux d'intérêt</b>				
Swaps de taux d'intérêt				
En dollars CA	(4)	(4)	1	(3)
En dollars US	34	34	2	37
<b>Change</b>				
Contrats de change à terme				
En dollars US	(7)	(6)	-	1

Au 30 septembre 2004, les montants nominaux de référence des swaps de taux d'intérêt étaient de 225 millions de dollars (150 millions de dollars au 31 décembre 2003) et de 450 millions de dollars US (450 millions de dollars US au 31 décembre 2003). Le montant en capital des contrats de change à terme était de 148 millions de dollars US (19 millions de dollars US au 31 décembre 2003).

## 5. S.E.C. Électricité

Le 30 avril 2004, TCPL a vendu à S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) les centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer au prix de 402,6 millions de dollars US avant les ajustements de clôture et a constaté un gain de 15 millions de dollars après impôts. S.E.C. Électricité a financé l'achat grâce à l'émission de 8,1 millions de reçus de souscription qui a pris fin le 15 avril 2004 et au moyen d'un prêt de tiers. Dans le cadre du placement de reçus de souscription, TCPL a acheté 540 000 reçus de souscription à un prix total d'environ 20 millions de dollars. Les reçus de souscription ont par la suite été convertis en parts de la société en commandite. Cette émission a eu pour incidence nette de réduire la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité, pour la ramener de 35,6 % à 30,6 %.

À l'occasion d'une assemblée extraordinaire qui a eu lieu le 29 avril 2004, les porteurs de parts de S.E.C. Électricité ont approuvé la modification des modalités de l'entente de société en commandite de S.E.C. visant à supprimer l'obligation de S.E.C. Électricité de racheter toutes les parts non détenues par TCPL au 30 juin 2017. Étant donné que TCPL était tenue de financer ce rachat, l'élimination de l'obligation de rachat de S.E.C. Électricité supprime cette exigence. La suppression de l'obligation et la réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité ont donné lieu à un gain de 172 millions de dollars. Ce montant reflète principalement la constatation des gains non amortis sur des opérations antérieures de S.E.C. Électricité.

## 6. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre se présente comme suit :

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Coût des services rendus au cours de la période	7	6	1	-
Intérêts débiteurs	14	13	1	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(14)	(13)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	3	2	1	-
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	1
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<u>11</u>	<u>9</u>	<u>4</u>	<u>3</u>

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2004	2003	2004	2003
Coût des services rendus au cours de la période	21	19	2	1
Intérêts débiteurs	42	39	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(41)	(39)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	2	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	9	6	2	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	-	1
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	<u>33</u>	<u>27</u>	<u>10</u>	<u>9</u>

## **7. Dette à long terme**

En septembre 2004, TCPL a annoncé qu'elle exercerait, le 1<sup>er</sup> novembre 2004, son droit de remboursement de toutes les débentures 8,50 % de 200 millions de dollars US échéant en 2023 en circulation. Les détenteurs des débentures auront le droit de recevoir 1 042,7806 \$ US par tranche de 1 000 \$ US de capital détenue. Ce montant comprend 33,10 \$ US au titre de la prime de rachat et 9,6806 \$ US au titre de l'intérêt couru et impayé jusqu'à la date du remboursement.

En octobre 2004, la société a émis pour 300 millions de dollars US d'effets non garantis de premier rang comportant une échéance de dix ans et un taux d'intérêt de 4,875 %, utilisant par le fait même la totalité du solde disponible aux termes de son prospectus préalable permettant l'émission de titre de créance aux États-Unis. En date du 30 septembre 2004, la société pouvait émettre des titres de créance d'un montant de 1,35 milliard de dollars aux termes d'un prospectus préalable prévoyant l'émission de titres de créance au Canada. La société prévoit renouveler ses prospectus préalables aux États-Unis et aux Canada durant le quatrième trimestre de 2004.

## **8. Activités abandonnées**

Le conseil d'administration a approuvé en juillet 2001 un plan visant la 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. TCPL a revu, au 30 septembre 2004, sa provision pour pertes découlant des activités abandonnées et le gain reporté restant relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz cédée. Par suite de cette revue, TCPL a déterminé que son passif éventuel aux termes des garanties et obligations en vertu de certains contrats liés à l'entreprise de gaz cédée avait diminué et, par conséquent, le solde du gain reporté après impôts, soit 52 millions de dollars, a été constaté dans les résultats au troisième trimestre de 2004. De plus, TCPL a conclu que le reste de la provision pour pertes découlant des activités abandonnées était adéquat.

Le bénéfice net découlant des activités abandonnées s'est élevé à 52 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes de 27 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2004, alors qu'il avait été de 50 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes de 29 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2003. La provision pour pertes découlant des activités abandonnées s'établissait à 47 millions de dollars au 30 septembre 2004 (41 millions de dollars au 31 décembre 2003). La provision pour pertes découlant des activités abandonnées est incluse dans les créateurs.

## 9. Acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation

Le 24 février 2004, TCPL a annoncé la conclusion d'une entente prévoyant l'acquisition de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) auprès de National Energy & Gas Transmission Inc. (NEGT) au prix d'environ 1,7 milliard de dollars US, y compris la prise en charge d'une dette de 0,5 milliard de dollars US. L'opération est assujettie aux ajustements de clôture. GTN est une société pipelinière qui possède et exploite deux réseaux de gazoducs. TCPL a respecté les conditions préalables à la ratification de l'opération aux termes de la convention d'achat et attend que NEGТ ait mis en œuvre le plan d'arrangement qui constitue la dernière condition importante préalable à la ratification de l'opération. L'achat devrait être ratifié durant le quatrième trimestre de 2004.

TCPL 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/Kurt Kadatz au (403) 920-7859.

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