



TRANSCANADA PIPELINES LIMITED – TROISIÈME TRIMESTRE DE 2005

Rapport trimestriel

Rapport de gestion

Daté du 31 octobre 2005, 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 2005. Il devrait également être lu à la lumière du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2004 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004 ainsi que des états financiers consolidés vérifiés retraités de 2004. 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, sous TransCanada PipeLines Limited. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Résultats d'exploitation

Résultats consolidés

Aperçu des résultats consolidés

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Résultat net de l'entreprise de transport de gaz				
Exclusion des gains	148	134	475	422
Gain lié à PipeLines LP	-	-	49	-
Gain lié à Millennium	-	-	-	7
	148	134	524	429
Résultat net de l'entreprise d'électricité				
Exclusion des gains	99	51	171	178
Gains liés à S.E.C. Électricité	193	-	193	187
	292	51	364	365
Activités non sectorielles	(12)	7	(29)	-
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies ¹⁾	428	192	859	794
Activités abandonnées	-	52	-	52
	428	244	859	846
¹⁾ Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies se compose de ce qui suit :				
Exclusion des gains	235	192	617	600
Gains liés à PipeLines LP, S.E.C. Électricité et Millennium	193	-	242	194
	428	192	859	794

Le bénéfice net de TCPL revenant aux porteurs d'actions ordinaires pour le troisième trimestre de 2005 s'est chiffré à 428 millions de dollars, alors qu'il s'était établi à 244 millions de dollars pour la même période en 2004. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires pour le troisième trimestre de 2004 comprenait le bénéfice net découlant des activités abandonnées, soit 52 millions de dollars et reflétait 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 2005, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies (résultat net) a augmenté de 236 millions de dollars pour s'établir à 428 millions de dollars, alors qu'il avait été de 192 millions de dollars au troisième trimestre de 2004. Cette augmentation s'explique surtout par la hausse marquée du résultat net de l'entreprise d'électricité attribuable principalement au gain après impôts de 193 millions de dollars réalisé à la vente de la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) à EPCOR Utilities Inc. (EPCOR).

Compte non tenu du gain de 193 millions de dollars constaté relativement à la vente de S.E.C. Électricité, le résultat net du troisième trimestre de 2005 s'est accru de 43 millions de dollars pour s'établir à 235 millions de dollars comparativement aux chiffres inscrits au troisième trimestre de 2004. Cette hausse s'explique par les augmentations de 48 millions de dollars du résultat net de l'entreprise d'électricité et de 14 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz pour le troisième trimestre de 2005, en partie annulées par l'accroissement de 19 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social. L'augmentation du résultat net dégagé par l'entreprise d'électricité provient principalement de la hausse du bénéfice de participation de Bruce Power L.P. (Bruce Power) et de la progression du bénéfice d'exploitation et des produits divers des établissements de l'Est en raison des contributions de TransCanada Hydro Northeast, Inc. (TC Hydro), qui détient les actifs acquis auprès d'USGen New England, Inc. (USGen) en avril 2005. Ces hausses ont été en partie annulées par le recul du bénéfice d'exploitation et des produits divers des établissements de l'Ouest. Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz a augmenté, essentiellement grâce à la contribution de 14 millions de dollars du réseau de Gas Transmission Northwest et du réseau de North Baja (collectivement « GTN »), dont TCPL s'est portée acquéreur le 1^{er} novembre 2004. Les charges nettes du secteur Siège social ont augmenté durant le troisième trimestre de 2005, comparativement à la même période en 2004, pour plusieurs raisons : le rajustement de 12 millions de dollars après impôts constaté au troisième trimestre de 2004 du fait de l'annulation des provisions pour la restructuration établies antérieurement, l'accroissement des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005.

Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est chiffré à 859 millions de dollars, comparativement à 846 millions de dollars pour la période correspondante de 2004. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 comprenait un bénéfice net découlant des activités abandonnées de 52 millions de dollars.

Le résultat net de TCPL pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est établi à 859 millions de dollars, comparativement au chiffre de 794 millions de dollars inscrit pour la même période en 2004. Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 comprenait des gains de 193 millions de dollars après impôts réalisés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. Électricité et de 49 millions de dollars liés à la vente de parts de TC PipeLines, LP (PipeLines LP), alors que le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2004 comprenait ce qui suit : des gains de 187 millions de dollars après impôts réalisés à la vente à S.E.C. Électricité des centrales électriques de ManChief et de Curtis Palmer, la constatation de gains de dilution résultant de la réduction de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité et d'autres gains antérieurement reportés, ainsi que le gain de 7 millions de dollars après impôts sur la vente de la participation en actions de la société dans le projet de pipeline Millennium (Millennium).

Compte non tenu des gains totaux de 242 millions de dollars et de 194 millions de dollars constatés respectivement pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 et 2004, le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est accru de 17 millions de dollars pour s'établir à 617 millions de dollars comparativement aux chiffres inscrits pour la période correspondante de 2004. Cette hausse s'explique avant tout par l'augmentation du résultat net de l'entreprise de transport de gaz, en partie annulée par l'accroissement des charges nettes du secteur Siège social et le recul du résultat net de l'entreprise d'électricité.

À l'exclusion du gain de 49 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de parts de PipeLines LP en 2005 et du gain de 7 millions de dollars après impôts réalisé à la vente de la participation en actions de la société dans Millennium en 2004, la progression de 53 millions de dollars du résultat net de l'entreprise de transport de gaz pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, comparativement à la même période en 2004, est principalement attribuable au résultat net de 53 millions de dollars généré par GTN. Par ailleurs, le résultat net de l'entreprise de transport de gaz pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 tient compte d'un montant d'environ 30 millions de dollars (13 millions de dollars relativement à 2004 et 17 millions de dollars relativement aux neuf mois terminés le 30 septembre 2005) constaté par suite de la décision de l'Office national de l'énergie (ONÉ) rendue en avril 2005 au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Cette décision traitait de la structure du capital et a fait passer le ratio réputé de l'avoir des actionnaires ordinaires de 33 % en 2004 à 36 %, et qui continue de s'appliquer aux termes du règlement sur les droits de 2005. La progression du résultat du réseau principal au Canada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 découlant de cette décision a été en partie annulée par la baisse de la base tarifaire moyenne jumelée à la diminution du taux de rendement sur l'avoir des actions ordinaires approuvé en 2005, par rapport à celui de 2004.

Dans le secteur Siège social, les charges nettes se sont accrues de 29 millions de dollars durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, comparativement à celles de la même période en 2004. Cette augmentation provient des intérêts débiteurs plus élevés sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005 ainsi que de l'annulation, au troisième trimestre de 2004, des provisions pour la restructuration établies préalablement.

Compte non tenu des gains susmentionnés, soit 193 millions de dollars relativement à la vente de S.E.C. Électricité au troisième trimestre de 2005 et 187 millions de dollars relativement à S.E.C. Électricité au cours des neuf premiers mois de 2004, le résultat net de l'entreprise d'électricité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a reculé de 7 millions de dollars en raison de la contribution réduite des établissements de l'Ouest et de ceux de l'Est. Le bénéfice de participation supérieur de Bruce Power a toutefois atténué ce repli.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 490 millions de dollars et à 1 375 millions de dollars pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005. Il s'agit d'une hausse de 104 millions de dollars et de 192 millions de dollars respectivement comparativement aux chiffres inscrits à ce chapitre au cours des périodes correspondantes de 2004.

Transport de gaz

Le résultat net de l'entreprise de transport de gaz s'est élevé à 148 millions de dollars et à 524 millions de dollars respectivement pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, alors qu'il avait été de 134 millions de dollars et de 429 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2004.

Aperçu des résultats – Transport de gaz

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Gazoducs détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	67	71	216	201
Réseau de l'Alberta	38	31	112	110
GTN ¹⁾	14		53	
Réseau de Foothills	5	6	16	17
Réseau de la Colombie-Britannique	2	2	5	5
	126	110	402	333
Autres entreprises de transport de gaz				
Great Lakes	11	12	36	43
Iroquois	7	3	14	14
PipeLines LP	2	4	7	13
Portland	1	-	7	6
Ventures LP	3	3	9	10
TQM	2	2	5	6
CrossAlta	5	4	12	6
TransGas	2	3	8	9
Régions nordiques	(1)	(1)	(3)	(3)
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(10)	(6)	(22)	(15)
	22	24	73	89
Gain lié à PipeLines LP	-	-	49	-
Gain lié à Millennium	-	-	-	7
	22	24	122	96
Résultat net	148	134	524	429

1) TCPL s'est portée acquéreur de GTN le 1^{er} novembre 2004.

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Pour le troisième trimestre de 2005, le résultat net du réseau principal au Canada a diminué de 4 millions de dollars contre celui de la période correspondante de 2004. Ce recul provient de la baisse de la base tarifaire moyenne en 2005, de la régression du taux de rendement sur l'avoir des actionnaires ordinaires approuvé, qui est passé de 9,56 % en 2004 à 9,46 % en 2005, ainsi que de l'effet de la compression des coûts d'exploitation en 2005 par rapport à 2004. Ces incidences négatives ont été en partie contrées par l'augmentation du ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires. La décision rendue par l'ONÉ, en avril 2005, au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada prévoyait une majoration de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires, qui est passé de 33 % à 36 % pour 2004, et qui est en vigueur également pour 2005 conformément à l'entente au sujet des droits conclue en 2005. Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 est de 15 millions de dollars supérieur à celui de la période correspondante de 2004. Par suite de la décision de l'ONÉ de faire passer le ratio réputé de l'avoir des actionnaires ordinaires de 33 % à 36 %, le résultat net du réseau principal au Canada pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a augmenté de 30 millions de dollars (13 millions de dollars relativement à 2004 et 17 millions de dollars relativement aux neuf premiers mois de 2005) comparativement à la même période en 2004. Cependant, cette hausse est largement annulée en partie par la baisse de la base tarifaire moyenne en 2005 cumulée à la diminution du taux de

rendement sur l'avoir des actions ordinaires approuvé, qui est passé de 9,56 % en 2004 à 9,46 % en 2005.

Le résultat net du réseau de l'Alberta a augmenté de 7 millions de dollars, passant de 31 millions de dollars au troisième trimestre de 2004 à 38 millions de dollars pour la même période en 2005. Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a augmenté de 2 millions de dollars contre celui de la période correspondante en 2004. Les hausses découlent essentiellement du résultat inférieur réalisé en 2004 en raison de la décision au sujet de la demande tarifaire générale pour 2004, rendue en août 2004, qui refusait certains coûts. Ces hausses ont été en partie annulées par la diminution de la base tarifaire et du taux de rendement approuvé en 2005. L'exploitation du réseau de l'Alberta en 2005 est régie par un règlement négocié avec les expéditeurs. Le résultat net rend compte du taux de rendement prescrit par l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB), soit 9,50 % en 2005, comparativement au taux de rendement de 9,60 % en 2004, sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %.

GTN, dont TCPL s'est portée acquéreur en novembre 2004, a affiché un résultat net de 14 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2005 et de 53 millions de dollars pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005.

Données sur l'exploitation

Neuf mois terminés les
30 septembre

(non vérifié)	Réseau principal au Canada ¹⁾		Réseau de l'Alberta ²⁾		Réseau de Gas Transmission Northwest ³⁾	Réseau de Foothills		Réseau de la C.-B.	
	2005	2004	2005	2004	2005	2005	2004	2005	2004
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 839	8 233	4 478	4 642	s.o. ³⁾	683	718	218	229
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)									
Total	2 181	1 947	2 918	2 872	581	788	844	236	255
Moyenne quotidienne	8,0	7,1	10,7	10,5	2,1	2,9	3,1	0,9	0,9

- 1) Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 605 milliards de pieds cubes (1 503 milliards de pieds cubes en 2004), soit une moyenne quotidienne de 5,9 milliards de pieds cubes (5,5 milliards de pieds cubes en 2004).
- 2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 010 milliards de pieds cubes pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 (2 959 milliards de pieds cubes en 2004); la moyenne quotidienne s'est établie à 11,0 milliards de pieds cubes (10,8 milliards de pieds cubes en 2004).
- 3) TCPL a fait l'acquisition du réseau de Gas Transmission Northwest le 1^{er} novembre 2004. Ce réseau est actuellement exploité en vertu d'un modèle tarifaire fixe approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Par conséquent, les résultats du réseau pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

Autres entreprises de transport de gaz

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2005, la quote-part revenant à TCPL du résultat net des autres entreprises de transport de gaz a totalisé 22 millions de dollars, comparativement à 24 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2004. La baisse de 2 millions de dollars comparativement au résultat de la période précédente s'explique principalement par l'accroissement des frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers, par le recul du résultat de PipeLines LP en raison de la participation réduite et par l'incidence négative du fléchissement du dollar américain. Ces baisses ont été en partie neutralisées par l'incidence des règlements constatés durant le troisième trimestre de 2005 relativement à la faillite de clients d'Iroquois.

Le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a été de 122 millions de dollars, comparativement à 96 millions de dollars pour la période correspondante de 2004. Exclusion faite du gain de 49 millions de dollars réalisé à la vente de parts de PipeLines LP et constaté en 2005, ainsi que du gain de 7 millions de dollars réalisé à la vente de Millennium et constaté en 2004, le résultat net des neuf mois terminés le 30 septembre 2005 est de 16 millions de dollars inférieur à celui de la période correspondante de 2004. Cette baisse s'explique par l'incidence du fléchissement du dollar américain en 2005, par la hausse des frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers, par le recul du résultat de PipeLines LP ainsi que par le repli du résultat de Great Lakes en raison de la régression des produits à court terme et de la progression des frais d'exploitation et d'entretien. Ces baisses ont été annulées en partie par le résultat supérieur de CrossAlta grâce aux conditions plus favorables sur le marché de stockage de gaz en 2005. En outre, l'incidence des règlements relativement à la faillite de clients d'Iroquois constatés durant le troisième trimestre de 2005 a été atténuée par un rajustement fiscal positif constaté au premier trimestre de 2004.

Au 30 septembre 2005, TCPL avait capitalisé des coûts de 13 millions pour le projet de gaz naturel liquéfié (GNL) de Broadwater.

Électricité

Aperçu des résultats – Électricité

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Placement dans Bruce Power	99	29	142	125
Établissements de l'Ouest	32	43	90	113
Établissements de l'Est	25	21	69	77
Placement dans S.E.C. Électricité	12	6	29	22
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(23)	(21)	(74)	(70)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	145	78	256	267
Charges financières	-	(4)	(7)	(9)
Impôts sur les bénéfices	(46)	(23)	(78)	(80)
	99	51	171	178
Gains liés à S.E.C. Électricité	193	-	193	187
Résultat net	292	51	364	365

Le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 292 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2005, soit 241 millions de dollars de plus qu'au troisième trimestre de 2004. Les gains liés à la vente de S.E.C. Électricité représentent 193 millions de dollars de cette augmentation. À l'exclusion de ces gains, le résultat net de l'entreprise d'électricité a été de 99 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2005, soit 48 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2004, ce qui s'explique avant tout par la hausse de 46 millions de dollars du bénéfice de participation après impôts provenant de Bruce Power. De plus, le bénéfice d'exploitation et les produits divers supérieurs des établissements de l'Est et de S.E.C. Électricité ont été en partie annulés par la contribution réduite des établissements de l'Ouest.

Le bénéfice de participation avant impôts de Bruce Power s'est accru pour atteindre 99 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit 70 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2004, ce qui s'explique avant tout par les prix réalisés supérieurs sur les

volumes non visés par des contrats vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario. Les prix réalisés au troisième trimestre de 2005 ont été de 70 \$ le mégawatt-heure (MWh), ce qui représente une hausse de 25 \$ le MWh comparativement aux prix réalisés pour la même période en 2004. Les volumes produits, soit 9,1 térawatt-heure (TWh) et le facteur de capacité de 88 % ont été supérieurs aux volumes de 8,7 TWh et au facteur de capacité de 85 % affichés au troisième trimestre de 2004.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont progressé de 4 millions de dollars, entre le troisième trimestre de 2004 et celui de 2005, en raison avant tout des contributions de TC Hydro, qui regroupe les actifs de production d'énergie hydroélectrique achetés à USGen le 1^{er} avril 2005, et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview en janvier 2005. L'absence de marges découlant principalement de l'échéance de contrats de vente d'électricité à long terme détenus à la fin de 2004 et qui n'ont pas été renouvelés en 2005 a en partie annulé ces augmentations.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de S.E.C. Électricité ont augmenté de 6 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2004 et la même période en 2005 en raison des effets cumulés de la comptabilisation de la participation dans S.E.C. Électricité en tant qu'actif destiné à la vente et du raffermissement des résultats d'exploitation de ses installations en Ontario, annulés en partie par l'incidence de la vente de ce placement par TCPL le 31 août 2005.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest ont baissé de 11 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2004 et celui de 2005, essentiellement en raison de la constatation, au troisième trimestre de 2004, du bénéfice de la centrale de MacKay River qui avait été reporté pour les six premiers mois de 2004. Le bénéfice d'exploitation et les produits divers ont de plus subi le contrecoup des honoraires reçus durant le troisième trimestre de 2004 du fait des centrales acquises par S.E.C. Électricité et des marges réduites réalisées au troisième trimestre de 2005 en raison de la baisse des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats. Ces baisses ont été en partie annulées par les contributions supérieures découlant des conventions d'achat d'électricité (CAE) de Sundance A et B, et ce, principalement en raison de la capacité disponible supérieure des centrales.

Le résultat net de 364 millions de dollars dégagé pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 est comparable au chiffre inscrit pour la même période en 2004. Si l'on ne tient pas compte des gains de 193 millions de dollars et de 187 millions de dollars liés à S.E.C. Électricité respectivement en 2005 et 2004, le résultat net de 171 millions de dollars de l'entreprise d'électricité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a diminué de 7 millions de dollars comparativement au résultat net de 178 millions de dollars réalisé en 2004. La hausse du bénéfice de participation provenant de Bruce Power a été plus que neutralisée par le recul des contributions des établissements de l'Est et de ceux de l'Ouest.

*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	
	2005	2004	2005	2004
Bruce Power (base de 100 %)				
Produits	642	395	1 453	1 228
Charges d'exploitation				
Coûts au comptant (matériaux, main-d'œuvre, services et combustible)	(269)	(254)	(821)	(716)
Coûts hors caisse (amortissement)	(48)	(43)	(145)	(117)
	(317)	(297)	(966)	(833)
Bénéfice d'exploitation	325	98	487	395
Charges financières	(18)	(17)	(52)	(50)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	307	81	435	345
Participation de TCPL dans le bénéfice de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	97	26	137	109
Rajustements	2	3	5	16
Bénéfice de TCPL provenant de Bruce Power avant les impôts sur les bénéfices	99	29	142	125

La quote-part revenant à TCPL du bénéfice avant impôts de Bruce Power (bénéfice de participation) a progressé de 70 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2004 et celui de 2005. Cette hausse provient avant tout des prix réalisés supérieurs pour l'électricité durant le troisième trimestre de 2005, qui se sont établis en moyenne à 70 \$ le MWh, comparativement à 45 \$ le MWh au troisième trimestre de 2004. La légère hausse des volumes de production au troisième trimestre de 2005 a aussi contribué à faire augmenter le bénéfice.

Au troisième trimestre de 2005, la part de l'électricité produite par Bruce Power revenant à TCPL s'est élevée à 2 882 gigawatts-heure (GWh), contre 2 765 GWh au troisième trimestre de 2004. Cette hausse découle principalement du fait que le nombre d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif a été inférieur à celui du troisième trimestre de 2004.

Durant le troisième trimestre de 2005, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 32 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été de 23 jours-réacteur. Durant le troisième trimestre de 2004, il y a eu pour Bruce Power 55 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation préventif et 13 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. La capacité disponible moyenne des réacteurs de Bruce s'est établie à 88 % au troisième trimestre de 2005, alors qu'elle avait été de 85 % durant la même période en 2004. Le septième réacteur a été remis en service à la mi-août 2005 à la suite d'une inspection d'entretien préventif qui avait débuté le 7 mai 2005. Ce réacteur a été hors service pendant 98 jours, y compris un prolongement imprévu de 12 jours. Durant le troisième trimestre de 2005, le troisième réacteur a été mis hors service pendant 11 jours pour réparer le système de régulation. Le 8 octobre, le cinquième réacteur a été mis hors service pour une inspection d'entretien préventif qui devrait durer environ deux mois.

Dans leur ensemble, les prix réalisés durant le troisième trimestre de 2005 ont été d'environ 70 \$ le MWh, comparativement à 45 \$ le MWh au troisième trimestre de 2004. Environ 60 % de la production disponible ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant le

troisième trimestre de 2005, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme. Les charges d'exploitation de Bruce Power se sont accrues légèrement, passant de 34 \$ le MWh au troisième trimestre de 2004 à 35 \$ le MWh au troisième trimestre de 2005. Les rajustements à la quote-part revenant à TCPL du bénéfice de participation provenant de Bruce Power pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 ont été inférieurs à ceux de la période correspondante de 2004, et ce, principalement en raison de l'amortissement inférieur du prix d'achat attribué à la juste valeur des contrats de vente au moment de l'acquisition. Le rajustement pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 a lui aussi été inférieur en raison du fait que les intérêts ont cessé d'être capitalisés au moment de la remise en exploitation du troisième réacteur en mars 2004.

Le bénéfice de participation avant impôts pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 s'est établi à 142 millions de dollars, alors qu'il avait été de 125 millions de dollars pour la même période en 2004. Les prix réalisés pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 ont atteint 58 \$ le MWh, alors qu'ils avaient été de 46 \$ le MWh durant la même période en 2004. Environ 53 % de la production disponible ont été vendus sur le marché de gros au comptant en Ontario durant les neuf premiers mois de 2005, et le reste fait l'objet de contrats de vente à plus long terme. Les charges d'exploitation de Bruce Power ont augmenté, passant de 32 \$ le MWh en 2004 à 39 \$ le MWh pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005. Cette hausse s'explique par la réduction de la production, de même que par l'accroissement des coûts d'entretien, la majoration de l'amortissement et la diminution de la capitalisation des coûts de main-d'œuvre et d'autres coûts internes à la suite de la remise en exploitation du troisième réacteur.

Le bénéfice de participation tiré de Bruce Power est directement soumis aux fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant ainsi qu'à la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des 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 pour une capacité de 3,2 TWh de la production prévue pour le reste de 2005. De plus, une capacité d'environ 13 TWh de la production des réacteurs de Bruce B en 2006 a également été vendue aux termes de contrats à prix fixe. Dans son ensemble, la disponibilité moyenne des six réacteurs de Bruce devrait être de 83 % en 2005.

Durant le troisième trimestre de 2005, Bruce Power a versé au total des distributions de fonds de 165 millions de dollars à ses associés. La part revenant à TCPL s'établit à 52 millions de dollars. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, Bruce Power a versé au total des distributions de fonds de 215 millions de dollars à ses associés. La part revenant à TCPL s'établit à 68 millions de dollars. Aucune distribution de fonds aux associés n'avait eu lieu en 2004. Les associés ont convenu que tous les fonds excédentaires seront distribués mensuellement et que des appels de fonds distincts auront lieu pour les grands projets d'immobilisations.

Le 17 octobre 2005, TCPL a annoncé que Bruce Power et l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) avaient conclu un accord à long terme selon lequel Bruce Power remettra à neuf et en service les premier et deuxième réacteurs, prolongera la durée d'exploitation du troisième réacteur grâce au remplacement des chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, et remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Le coût du programme d'investissement de Bruce Power pour les travaux de remise à neuf et en service devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars, et la quote-part de TCPL, soit près de 2,125 milliards de dollars, sera financée au moyen

d'apports de capitaux durant la période allant de 2005 à 2011. Un barème de partage avec OEO des dépenses en immobilisations en fonction des risques et récompenses a été établi et prévoit des dépenses inférieures ou supérieures aux prévisions du scénario de référence de 4,25 milliards de dollars pour la remise à neuf et en service de Bruce A. Par suite de cet accord entre Bruce Power et l'OEO, et de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, une nouvelle société a été créée. La nouvelle Bruce Power A Limited Partnership (BALP) sous-louera les installations de Bruce A, qui se composent du premier au quatrième réacteurs de Bruce Power. Dans le cadre de ces opérations, TCPL et BPC Generation Infrastructure Trust ont chacune engagé des fonds au comptant nets d'environ 100 millions de dollars, et elles détiennent chacune une participation de 47,4 % dans BALP. Le reste de la participation, soit 5,2 %, appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique et à The Society of Energy Professionals. La création de BALP n'influera aucunement sur l'exploitation au quotidien de la centrale de Bruce, et TCPL détient toujours une participation de 31,6 % dans les installations de Bruce B (du cinquième au huitième réacteurs). L'accord et les opérations susmentionnées ont été conclus le 31 octobre 2005 par suite de la réception de la décision favorable de l'Agence du revenu du Canada en matière fiscale.

Les travaux en vue de la remise en service des premier et deuxième réacteurs débuteront immédiatement, et le premier réacteur devrait être remis en service en 2009, sous réserve de l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. La remise en service des premier et deuxième réacteurs, dont la puissance est d'environ 1 500 mégawatts (MW) fera augmenter la production totale des installations de Bruce, qui atteindra plus de 6 200 MW.

Aux termes du contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A sera vendue, à compter de la date de réalisation de l'opération, au prix fixe de 57,37 \$ le MWh, rajusté annuellement en fonction de l'inflation, avant la récupération des coûts du combustible, qui seront transférés à l'OEO. Le contrat prévoit que les ventes de la production du cinquième au huitième réacteurs de Bruce B fassent l'objet d'un prix plancher de 45 \$ le MWh, rajusté annuellement en fonction de l'inflation. Toutes les rentrées de fonds de Bruce Power conformément à ce mécanisme de prix plancher sont remboursées si les prix augmentent ultérieurement pour se situer au-dessus du prix plancher de 45 \$ le MWh.

À la lumière de la restructuration de Bruce Power, TCPL prévoit consolider proportionnellement son placement dans Bruce Power et dans BALP, et ce prospectivement à compter de la clôture de l'opération.

*Établissements de l'Ouest***Aperçu des résultats – Établissements de l'Ouest¹⁾**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits				
Ventes d'électricité	165	132	480	446
Autres ²⁾	29	24	108	87
	194	156	588	533
Coûts des marchandises vendues				
Électricité	(105)	(71)	(313)	(274)
Autres ²⁾	(17)	(9)	(67)	(47)
	(122)	(80)	(380)	(321)
Autres coûts et charges	(34)	(28)	(102)	(82)
Amortissement	(6)	(5)	(16)	(17)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	32	43	90	113

1) Comprend la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.

2) Les autres produits comprennent Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel. Les autres coûts des marchandises vendues comprennent le coût du gaz naturel vendu.

Volume des ventes – Établissements de l'Ouest¹⁾

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Offre				
Production	544	680	1 691	1 432
Achats				
CAE de Sundance A et B	1 593	1 388	5 137	5 084
Autres achats ²⁾	658	686	2 003	2 043
	2 795	2 754	8 831	8 559
Contrats c. marché au comptant				
Contrats	2 423	2 503	7 570	7 858
Marché au comptant	372	251	1 261	701
	2 795	2 754	8 831	8 559

1) Comprend la centrale de ManChief jusqu'au 30 avril 2004.

2) Comprend les volumes des conventions d'achat d'électricité (CAE) de Sheerness.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Ouest se sont établis à 32 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit 11 millions de dollars de moins que pour la même période en 2004. Ce recul est principalement attribuable à la constatation, au troisième trimestre de 2004, du bénéfice de la centrale de MacKay River qui avait été reporté pour les six premiers mois de 2004. Le bénéfice d'exploitation et les produits divers ont de plus subi le contrecoup des honoraires reçus de S.E.C. Électricité durant le troisième trimestre de 2004 et des marges réduites réalisées au troisième trimestre de 2005 en raison de la baisse des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats. Les coûts thermiques sur le marché ont accusé un recul d'environ 20 % durant le trimestre visé en raison de la hausse d'environ 50 % (3 \$ le gigajoule) du prix au comptant du gaz naturel en Alberta entre le troisième trimestre de 2004 et celui de 2005, alors que le prix moyen sur le marché au comptant de l'électricité a progressé de près de 23 % (12 \$ le MWh). Ces baisses ont été en partie annulées par les contributions supérieures découlant des CAE de Sundance A et B, et ce, principalement en raison de la capacité disponible supérieure des centrales. Une grande partie de l'électricité produite par les établissements de l'Ouest est vendue aux termes de contrats à long terme pour atténuer les

risques liés aux prix. Un certain volume n'est délibérément pas vendu en vertu de contrats à long terme pour aider l'entreprise d'électricité à gérer l'ensemble de ses centrales. Cette méthode de gestion permet de minimiser les coûts si TCPL était obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements contractuels.

Le bénéfice d'exploitation et produits divers de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005 se sont établis à 90 millions de dollars, soit 23 millions de dollars de moins que le chiffre de 113 millions de dollars inscrit pour la même période en 2004. Cette baisse s'explique surtout par les marges réduites en raison du recul des coûts thermiques sur le marché pour la production d'électricité non visée par des contrats et des honoraires reçus de S.E.C. Électricité en 2004.

Les produits des ventes d'électricité et le coût de l'électricité vendue des établissements de l'Ouest ainsi que les volumes achetés connexes ont augmenté durant le troisième trimestre de 2005 comparativement à la même période en 2004 grâce à la capacité disponible supérieure des centrales de Sundance A et B compte tenu du nombre inférieur d'arrêts d'exploitation pour entretien. Les produits tirés des ventes d'électricité ont eux aussi augmenté en raison surtout de la hausse des prix réalisés durant le troisième trimestre de 2005. Les autres coûts et charges, soit 34 millions de dollars, dont le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, ont été supérieurs durant le troisième trimestre de 2005 en raison de la hausse des coûts de combustible à la centrale de MacKay River découlant de l'augmentation des prix du gaz naturel et de la production d'électricité. Le volume d'électricité produite durant le troisième trimestre de 2005 a reculé de 136 GWh pour se situer à 544 GWh, baisse principalement attribuable aux arrêts d'exploitation pour entretien préventif à Carseland en 2005 et à l'arrêt d'exploitation pour entretien correctif à Bear Creek. L'accroissement des volumes d'électricité produits à MacKay River en raison d'arrêts d'exploitation durant le troisième trimestre de 2004 a en partie annulé ces réductions. La centrale de Bear Creek a connu certains problèmes d'exploitation en 2005 et, par conséquent, elle n'était pas entièrement disponible pendant la majorité des neuf premiers mois de 2005. Ces difficultés d'exploitation à Bear Creek n'ont cependant pas eu d'incidences importantes sur le résultat de l'entreprise d'électricité en 2005. L'évaluation technique se poursuit et des solutions possibles à long terme sont à l'étude. Au troisième trimestre de 2005, environ 13 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à environ 9 % pour la même période en 2004. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant en ce qui a trait aux volumes non visés par des contrats, les établissements de l'Ouest disposaient, au 30 septembre 2005, de contrats à prix fixe pour la vente à terme de 2 800 GWh pour le reste de 2005 et d'environ 8 000 GWh pour 2006.

*Établissements de l'Est***Aperçu des résultats – Établissements de l'Est¹⁾**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits				
Ventes d'électricité	136	139	380	415
Autres ²⁾	111	51	254	168
	247	190	634	583
Coûts des marchandises vendues				
Électricité	(70)	(83)	(183)	(228)
Autres ²⁾	(98)	(52)	(237)	(157)
	(168)	(135)	(420)	(385)
Autres coûts et charges				
Amortissement	(46)	(30)	(127)	(105)
Bénéfice d'exploitation et produits divers	(8)	(4)	(18)	(16)
	25	21	69	77

1) Comprend la centrale de Curtis Palmer jusqu'au 30 avril 2004.

2) Les autres produits comprennent le gaz naturel.

Volume des ventes – Établissements de l'Est¹⁾

(non vérifié) (en GWh)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Offre				
Production	600	302	2 006	1 102
Achats	833	1 329	2 138	3 614
	1 433	1 631	4 144	4 716
Contrats c. marché au comptant				
Contrats	1 348	1 581	3 765	4 581
Marché au comptant	85	50	379	135
	1 433	1 631	4 144	4 716

1) Comprend la centrale de Curtis Palmer jusqu'au 30 avril 2004.

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers des établissements de l'Est ont progressé de 4 millions de dollars, passant de 21 millions de dollars au troisième trimestre de 2004 à 25 millions de dollars au troisième trimestre de 2005. Cette hausse découle principalement du bénéfice de TC Hydro, qui regroupe les actifs de production d'énergie hydroélectrique achetés le 1^{er} avril 2005, et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview en janvier 2005. L'absence de marges découlant principalement de l'échéance de contrats de vente d'électricité à long terme détenus à la fin de 2004 et qui n'ont pas été renouvelés en 2005 a en partie annulé ces augmentations.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, le bénéfice d'exploitation et les produits divers ont régressé de 8 millions de dollars, passant de 77 millions de dollars en 2004 à 69 millions de dollars en 2005. Le bénéfice supplémentaire découlant de l'acquisition des actifs de TC Hydro et le bénéfice de la centrale de cogénération de Grandview ont été plus qu'annulés par un paiement au titre d'une restructuration contractuelle de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) versé par Ocean State Power (OSP) à ses fournisseurs de gaz naturel au premier trimestre de 2005, par une réduction de 16 millions de dollars avant impôts (10 millions de dollars après impôts) du bénéfice réalisé à la vente de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité en avril

2004 et par l'absence de marges découlant principalement de l'échéance de contrats de vente d'électricité à long terme. La restructuration contractuelle visant OSP a réduit d'environ trois ans la durée des contrats d'approvisionnement en gaz naturel à long terme (échéant désormais en octobre 2008) et prévoit un rajustement des prix en fonction du prix au comptant du gaz naturel au point de livraison de Niagara, ce qui remplace le mécanisme antérieur d'établissement des prix par arbitrage qui avait donné lieu, pour OSP, à des prix du naturel supérieurs à ceux du marché.

Les volumes produits au troisième trimestre de 2005 se sont accrus de 298 GWh pour atteindre 600 GWh, alors qu'ils avaient été de 302 GWh en 2004, et ce, principalement en raison de l'acquisition des actifs de TC Hydro et de la mise en service de la centrale de cogénération de Grandview. La production réduite de l'installation d'OSP a annulé en partie ces hausses. Au troisième trimestre de 2005, les installations de la phase I d'OSP ont été remises en exploitation après un arrêt d'exploitation pour entretien correctif qui a duré six mois. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif a débuté aux installations de la phase II d'OSP, et il devrait se poursuivre au premier trimestre de 2006.

Les produits tirés des ventes d'électricité des établissements de l'Est se sont établis à 136 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit une baisse de 3 millions de dollars qui découle de la diminution du volume des ventes visées par des contrats, en partie neutralisée par la hausse des prix de vente réalisés. Les volumes des ventes, soit 1 433 GWh pour le troisième trimestre de 2005, accusent un recul comparativement à ceux de la même période en 2004, surtout en raison de l'échéance des contrats de vente à long terme détenus à la fin de 2004 qui n'ont pas été renouvelés en 2005. Le coût de l'électricité vendue, soit 70 millions de dollars, a été inférieur au troisième trimestre de 2005, et ce, en raison de l'incidence des volumes inférieurs des achats d'électricité, en partie neutralisés par les prix plus forts payés pour les achats d'électricité. À 833 GWh, les volumes des achats d'électricité ont accusé une baisse au troisième trimestre de 2005 compte tenu du recul des volumes des ventes contractuelles et de l'incidence de la production d'électricité liée à l'achat des actifs de TC Hydro. Les volumes produits par les actifs de TC Hydro ont fait baisser la quantité d'électricité que la société doit acheter pour respecter ses engagements de vente contractuels. Les autres produits d'exploitation et le coût des marchandises vendues se sont accrus d'un exercice à l'autre surtout en raison du gaz naturel acheté puis revendu aux termes des nouveaux contrats d'approvisionnement de gaz naturel d'OSP. Les autres coûts et charges de 46 millions de dollars, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, ont progressé de 16 millions de dollars. Cette hausse s'explique essentiellement par l'accroissement des coûts du combustible pour l'installation d'OSP et les frais d'exploitation des actifs de TC Hydro acquis en 2005.

Durant le troisième trimestre de 2005, environ 6 % des volumes des ventes d'électricité ont eu lieu sur le marché au comptant, comparativement à environ 3 % pendant la même période en 2004, ce qui découle de la vente d'une partie de la production des actifs de TC Hydro sur le marché au comptant. Les activités des établissements de l'Est ont été concentrées sur la vente de la majorité de l'électricité produite aux termes de contrats conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros. Elles englobent la gestion d'un portefeuille d'approvisionnements en électricité regroupant leur production et des achats de gros. Pour réduire le risque de prix auquel ils sont exposés sur le marché au comptant, les établissements de l'Est avaient conclu, au 30 septembre 2005, des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 1 400 GWh d'électricité

pour le reste de 2005 et pour environ 3 300 GWh d'électricité en 2006. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Participation dans S.E.C. Électricité

Le bénéfice d'exploitation et les produits divers de S.E.C. Électricité ont progressé de 6 millions de dollars entre le troisième trimestre de 2004 et la même période en 2005, en raison surtout de l'incidence cumulée de la comptabilisation de la participation dans S.E.C. Électricité en tant qu'actif destiné à la vente et du raffermissement des résultats d'exploitation de ses installations en Ontario. Le bénéfice d'exploitation et les produits divers pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 ont été de 7 millions de dollars supérieurs au chiffre inscrit pour la même période en 2004. L'augmentation est principalement attribuable aux résultats supplémentaires découlant de l'acquisition, en 2004, des centrales de Curtis Palmer, de ManChief, de Mamquam et de Queen Charlotte par S.E.C. Électricité, au relèvement des résultats d'exploitation et à l'incidence de la comptabilisation de la participation dans S.E.C. Électricité en tant qu'actif destiné à la vente. Ces hausses ont été en partie annulées par l'incidence de la vente, par TCPL, de sa participation dans S.E.C. Électricité le 31 août 2005, de la participation réduite dans la société en commandite en 2005 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.

Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers

Les frais généraux, administratifs et de soutien et les frais divers se sont établis à 23 millions de dollars au troisième trimestre de 2005, soit 2 millions de dollars de plus que le chiffre inscrit pour la même période en 2004. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, ces frais ont augmenté de 4 millions de dollars contre la même période de 2004 pour atteindre 74 millions de dollars.

Volume des ventes d'électricité et capacité disponible des centrales

Volumes des ventes d'électricité

(non vérifié) (en gigawatts-heure)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Participation dans Bruce Power ¹⁾	2 882	2 765	7 786	8 257
Établissements de l'Ouest ²⁾	2 795	2 754	8 831	8 559
Établissements de l'Est ²⁾	1 433	1 631	4 144	4 716
Participation dans S.E.C. Électricité ^{2) 3)}	445	642	1 865	1 750
Total	7 555	7 792	22 626	23 282

1) Les volumes des ventes tiennent compte de la quote-part de 31,6 % de TCPL dans la production de Bruce Power.

2) Les volumes des centrales de ManChief et de Curtis Palmer sont inclus dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.

3) TCPL a assuré l'exploitation et la gestion de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005. Les volumes dans le tableau représentent 100 % des volumes des ventes de S.E.C. Électricité jusqu'au 31 août 2005.

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales¹⁾ (non vérifié)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Participation dans Bruce Power ²⁾	88 %	85 %	80 %	85 %
Établissements de l'Ouest ³⁾	89 %	94 %	86 %	96 %
Établissements de l'Est ^{3) 4)}	84 %	98 %	81 %	97 %
Participation dans S.E.C. Électricité ^{3) 5)}	96 %	97 %	93 %	97 %
Toutes les centrales, exclusion faite de la participation dans Bruce Power	88 %	97 %	85 %	96 %
Toutes les centrales	89 %	92 %	81 %	92 %

- 1) La capacité disponible 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) Le troisième réacteur est inclus depuis le 1^{er} mars 2004.
- 3) La capacité disponible des centrales de ManChief et de Curtis Palmer est incluse dans la participation dans S.E.C. Électricité depuis le 30 avril 2004.
- 4) La capacité disponible de TC Hydro est incluse dans les établissements de l'Est depuis le 1^{er} avril 2005.
- 5) La capacité disponible de S.E.C. Électricité est incluse jusqu'au 31 août 2005.

Siège social

Les charges nettes se sont élevées à 12 millions de dollars et à 29 millions de dollars respectivement pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, alors qu'un bénéfice net de 7 millions de dollars et de néant avait été constaté pour les périodes correspondantes de 2004.

La hausse de 19 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social pour le troisième trimestre de 2005, comparativement aux charges nettes de la même période en 2004, provient surtout d'un rajustement de 12 millions de dollars après impôts au troisième trimestre de 2004 par suite de l'annulation des provisions pour la restructuration établies préalablement ainsi que de l'augmentation des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005.

L'accroissement de 29 millions de dollars des charges nettes du secteur Siège social durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, comparativement à celles de la même période en 2004, provient principalement de l'augmentation des intérêts débiteurs sur les soldes moyens supérieurs des titres de créance à long terme et des effets de commerce en 2005 ainsi que de l'annulation, au troisième trimestre de 2004, des provisions pour la restructuration établies préalablement. Les remboursements d'impôts sur les bénéfiques et les rajustements fiscaux positifs constatés pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005 sont comparables aux remboursements d'impôts sur les bénéfiques et intérêts connexes pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2004.

Liquidités et ressources en capital

Flux de trésorerie liés à l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 490 millions de dollars et à 1 375 millions de dollars respectivement pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, alors qu'ils avaient été de 386 millions de dollars et de 1 183 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2004.

TCPL estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins, le cas échéant, et de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeure pratiquement inchangée depuis le 31 décembre 2004.

Activités d'investissement

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, les dépenses en immobilisations, à l'exclusion des acquisitions, ont totalisé respectivement 166 millions de dollars (97 millions de dollars en 2004) et 409 millions de dollars (291 millions de dollars en 2004). Pour l'essentiel, elles se rapportaient à la construction de nouvelles centrales électriques ainsi qu'à la préservation du capital et à la capacité des gazoducs de l'entreprise de transport de gaz.

Durant le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, la cession d'actifs a permis de générer respectivement 523 millions de dollars (néant en 2004) et 676 millions de dollars (408 millions de dollars en 2004). Les cessions en 2005 sont liées à la vente de la participation de TCPL dans S.E.C. Électricité et de parts de PipeLines LP, alors que les cessions en 2004 se rapportaient principalement à la vente des centrales de ManChief et de Curtis Palmer à S.E.C. Électricité.

Durant la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2005, la société a consacré 632 millions de dollars (63 millions de dollars en 2004) à l'acquisition des actifs de TC Hydro et à l'achat d'une participation supplémentaire de 3,52 % dans Iroquois Gas Transmission System L.P.

Activités de financement

Pour le trimestre et les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, TCPL a affecté respectivement 5 millions de dollars et 941 millions de dollars au remboursement de sa dette à long terme. TCPL a émis des titres de créance à long terme d'une valeur de 799 millions de dollars durant les neuf mois terminés le 30 septembre 2005. Le 1^{er} juin 2005, Gas Transmission Northwest Corporation (GTNC) a racheté toutes les débetures non garanties de premier rang 7,80 % de 150 millions de dollars US et les effets non garantis de premier rang 7,10 % de 250 millions de dollars US. À la même date, GTNC a réalisé un placement privé multi-tranches de titres de créance de premier rang totalisant 400 millions de dollars US comportant un taux d'intérêt moyen pondéré de 5,28 % et une durée moyenne pondérée d'environ 18 ans. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2005, l'encours des effets à payer a diminué de 163 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont augmenté de 19 millions de dollars.

Dividendes

Le 31 octobre 2005, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2005, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel total devant être payé par TransCanada Corporation, le 31 janvier 2006, sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 décembre 2005. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Obligations contractuelles

Principalement en raison des nouveaux contrats conclus au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2005, les obligations d'achat futures de l'entreprise d'électricité au 30 septembre 2005 sont évaluées comme suit :

Obligations d'achat

(non vérifié, en millions de dollars)

	2005 ¹⁾	2006	2007	2008	2009	2010+
Électricité						
Achats de produits de base ²⁾	289	797	706	596	273	2 648
Dépenses en immobilisations ³⁾	82	185	70	3	1	-
Autres ⁴⁾	22	60	49	32	29	114
	393	1 042	825	631	303	2 762

- 1) Comprend les obligations d'achat pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2005.
- 2) Les achats de produits de base comprennent les composantes fixes et variables. Les composantes variables sont des estimations et dépendent de la production des centrales, des prix sur le marché et des tarifs réglementaires.
- 3) Les montants sont des estimations et dépendent du moment de la construction et des améliorations apportées dans le cadre de projets.
- 4) Comprend des estimations de certains montants qui peuvent varier en fonction des heures d'utilisation des centrales, de l'indice des prix à la consommation, des coûts d'entretien des centrales réels, des salaires aux centrales ainsi que des modifications des tarifs de transport réglementés.

Il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2004 et le 30 septembre 2005, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur ces obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TCPL dans le rapport annuel 2004 de TransCanada.

Instruments financiers et autres instruments

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2004 sont présentés ci-après.

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour gérer le risque lié à l'ensemble de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats visant le rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans les tableaux ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés indiqués ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur au 30 septembre 2005 et au 31 décembre 2004.

Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2005 (non vérifié)		31 décembre 2004
	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	(123)	7
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	19	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	(13)	(39)
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	(16)	(2)
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	(1)

Volumes de référence

30 septembre 2005

(non vérifié)

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	911	6 366	-	-
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 206	220	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	80	71
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	26	21
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	44	-	-

Volumes de référence

31 décembre 2004

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps (échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	3 314	7 029	-	-
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options (échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	80	84
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	5	8
Contrats de rendement thermique (échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	229	2	-

Gestion des risques

Les risques de marché, les risques financiers et les risques de contrepartie auxquels TCPL est exposée demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2004. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

Contrôles et procédures

Au 30 septembre 2005, les membres de 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 dans 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 2004, 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 2004 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 2004, l'estimation comptable d'importance critique de TCPL demeure la dotation aux amortissements. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les estimations comptables critiques.

Modifications comptables

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1^{er} janvier 2005, la société a adopté les dispositions modifiées du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » qui fournit une orientation sur la classement de certains instruments financiers qui comportent des obligations qui peuvent être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TCPL a reclassé la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, composante qui sera classée comme dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour le troisième trimestre de 2005, ni sur celui des périodes antérieures.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié – en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Montants reportés ¹⁾	135
Titres privilégiés	535
Part des actionnaires sans contrôle	
Titres privilégiés d'une filiale	(670)
Total du passif et des capitaux propres	-
1) Report réglementaire	

Perspectives

En 2005, la société prévoit que le bénéfice net de l'entreprise de transport de gaz sera supérieur aux prévisions initiales, principalement en raison du gain de 49 millions de dollars après impôts lié à la vente des parts de PipeLines LP. La société prévoit en outre que le bénéfice net de l'entreprise d'électricité en 2005 sera supérieur aux prévisions initiales, avant tout en raison du gain de 193 millions de dollars après impôts constaté à la vente de S.E.C. Électricité et du gain après impôts d'environ 115 millions de dollars constaté à la vente de la participation de la société dans PT Paiton Energy Company (Paiton Energy), qui devrait être réalisée durant le quatrième trimestre de 2005. La rubrique Autres faits nouveaux renferme des renseignements complémentaires sur Paiton Energy. TCPL prévoit que le résultat de Bruce Power sera supérieur aux prévisions, en raison principalement des prix réalisés supérieurs pour l'électricité en 2005 comparativement à ceux de 2004. Ces incidences mises à part, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2004. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2004 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

En 2005 TCPL continuera d'orienter ses ressources vers les occasions de croissance à long terme qui lui permettront de consolider son rendement financier et de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Grâce à son bénéfice net, à ses flux de trésorerie ainsi qu'à son solide bilan, 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 de créance de premier rang non garantis de TCPL sont à ce jour respectivement A, A2 et A-, respectivement. DBRS et Moody's continuent de considérer les perspectives d'avenir comme étant stables, et Standard & Poor's, comme étant négatives.

Autres faits nouveaux

Transport de gaz

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

Le 7 juin 2005, l'EUB a approuvé un règlement négocié pour les besoins en produits du réseau de l'Alberta de 2005 à 2007. Tel que le stipule le règlement, à la suite de l'approbation du règlement, TCPL a retiré la requête qu'elle avait présentée à la Cour d'appel de l'Alberta pour l'autorisation de porter en appel la décision 2004-069 au sujet de la première phase de la demande tarifaire générale de 2004. TCPL a de plus convenu qu'elle ne donnerait pas suite à une demande d'examen et de modification au sujet des constatations de l'EUB sur la rémunération incitative et les coûts des mesures incitatives à long terme.

TCPL continuera d'appliquer les tarifs provisoires de 2005 pour le service de transport sur le réseau de l'Alberta. Les tarifs provisoires, approuvés par l'EUB en décembre 2004, demeureront en vigueur jusqu'à ce que les tarifs définitifs soient déterminés à la suite de la deuxième phase de l'audience sur la demande tarifaire générale de 2005 pour le réseau de l'Alberta. La deuxième phase du processus de tarification de l'EUB permet de déterminer la ventilation, entre les services de transport et la tarification, des coûts approuvés pour 2005. La deuxième phase de l'audience de l'EUB a débuté le 4 octobre 2005. Les témoignages de vive voix ont duré deux semaines et se sont terminés le 19 octobre. Les observations écrites et les répliques seront été déposées respectivement le 10 novembre et le 24 novembre.

Autres entreprises de transport de gaz

Cacouna

En septembre 2005, le village de Cacouna, au Québec, a voté, dans une proportion de 57,2 %, en faveur de la construction d'un terminal méthanier dans la région. La création de la coentreprise Énergie Cacouna de Petro-Canada et de TCPL a été annoncée en septembre 2004. La coentreprise propose un projet de 660 millions de dollars, au port de Gros-Cacouna sur le fleuve Saint-Laurent, en vue de la réception, du stockage et de la regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL) importé ainsi que l'expédition d'environ 500 millions de pieds cubes de gaz naturel par jour. TCPL exploitera l'installation, et Petro-Canada conclura des contrats pour toute la capacité de production et fournira le GNL.

Les demandes nécessaires ont été présentées aux organismes de réglementation fédéraux, provinciaux et municipaux, et les décisions à ce titre sont attendues vers la fin de 2006. Moyennant la réception des approbations, les travaux de construction débuteront peu après, et la mise en service du terminal est prévue pour la fin de 2009.

Électricité

TransCanada Hydro Northeast, Inc.

Le 1^{er} avril 2005, TCPL a conclu l'acquisition des actifs de production d'énergie hydroélectrique d'USGen. ayant une capacité de production totale de 567 MW au prix de 505 millions de dollars US sous réserve des rajustements de clôture.

La centrale de Bellows Falls, d'une puissance de 49 MW, était au nombre des centrales hydroélectriques achetées par TCPL et faisait l'objet d'une option d'achat en faveur de la ville de Rockingham (la « ville »). Aux termes de la convention, la ville possédait l'option d'acheter la centrale au prix de 72 millions de dollars US. La ville a exercé son option en décembre 2004, et elle a cédé ses droits à Vermont Hydroelectric Power Authority pour mettre en place le financement de l'acquisition de la centrale de Bellows Falls. La ratification de la convention d'option comportait de nombreuses conditions préalables, plus particulièrement l'obtention des approbations réglementaires pertinentes, y compris celle du Vermont Public Service Board et de la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis. Puisque ces conditions préalables n'ont pas été satisfaites dans le délai stipulé dans la convention d'option, cette dernière a été résiliée en septembre 2005. Par conséquent, TCPL détient et exploite toujours la centrale hydroélectrique de Bellows Falls de 49 MW.

S.E.C. Électricité

Le 31 août 2005, TCPL a conclu la vente de sa participation dans S.E.C. Électricité à EPCOR pour un produit net de 523 millions de dollars. Cette opération a donné lieu, pour TCPL, à un gain après impôts de 193 millions de dollars au troisième trimestre de 2005. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise d'électricité, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 52 millions de dollars, y compris une charge de 79 millions de dollars au titre des impôts exigibles. L'acquisition par EPCOR comprend 14,5 millions de parts de société en commandite de S.E.C. Électricité, qui représentent 30,6 % des parts en circulation, la possession de 100 % du commandité de S.E.C. Électricité ainsi que les accords de gestion et d'exploitation régissant l'exploitation courante des actifs de production d'électricité de S.E.C. Électricité. Une fois l'opération réalisée, la dénomination de la société en commandité a été modifiée de S.E.C. TransCanada Électricité à Société en commandite EPCOR Power (la « société en commandite »).

Depuis la réalisation de la vente, TCPL n'est plus le commandité de la société en commandite et TCPL et les sociétés qui lui sont affiliées ne détiennent plus de parts de la société en commandite. En outre, près de 100 employés de TCPL qui assuraient des services de gestion, d'exploitation et d'entretien conformément au contrat conclu avec la société en commandite, sont devenus des employés d'EPCOR.

Paiton Energy

En juin 2005, TCPL a conclu une entente pour la vente de sa participation d'environ 11 % dans Paiton Energy aux filiales de The Tokyo Electric Power Company au prix de 103 millions de dollars US, sous réserve de rajustements. TCPL avait initialement acheté sa participation dans Paiton Energy en 1996. Paiton Energy possède deux centrales de 615 MW alimentées au charbon

dans le Java oriental, en Indonésie. Sous réserve des diverses approbations requises, cette opération devrait être ratifiée durant le quatrième trimestre de 2005. TCPL s'attend à réaliser un gain après impôts de 115 millions de dollars dans le cadre de cette opération de vente.

Renseignements sur les actions

Au 30 septembre 2005, TCPL avait 483 344 109 actions ordinaires émises et en circulation. En outre, elle 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 2005.

Principales données financières trimestrielles consolidées¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2005			2004				2003
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	1 491	1 444	1 407	1 478	1 307	1 344	1 356	1 375
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires								
Activités poursuivies	428	199	232	184	192	388	214	193
Activités abandonnées	-	-	-	-	52	-	-	-
	428	199	232	184	244	388	214	193
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base et dilué								
Activités poursuivies	0,89 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,40 \$	0,81 \$	0,44 \$	0,40 \$
Activités abandonnées	-	-	-	-	0,11	-	-	-
	0,89 \$	0,41 \$	0,48 \$	0,38 \$	0,51 \$	0,81 \$	0,44 \$	0,40 \$

1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. On trouve aux notes 1 et 22 afférentes aux états financiers consolidés vérifiés retraités de 2004 de TCPL des renseignements détaillés sur les facteurs 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 ainsi que 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 le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au sein d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements 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 ainsi que 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 pour entretien préventif et correctif 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:

- Le résultat net du premier trimestre de 2004 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes 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 après impôts 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 rajustement de 12 millions de dollars après impôts lié à l'annulation des 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.
 - Au quatrième trimestre de 2004, TCPL a réalisé l'acquisition de GTN et a constaté un résultat net de 14 millions de dollars à partir de la date d'acquisition, soit le 1^{er} novembre 2004. L'entreprise d'électricité a bénéficié de l'incidence positive de 16 millions de dollars avant impôts découlant d'une restructuration liée aux contrats d'achat d'électricité entre OSP et Boston Edison et visant les établissements de l'Est.
 - Le résultat net du premier trimestre de 2005 comprend des gains de 48 millions de dollars après impôts liés à la vente de parts de PipeLines LP. Les résultats de l'entreprise d'électricité comprennent des coûts de 10 millions de dollars après impôts pour la restructuration par OSP de contrats d'approvisionnements en gaz naturel. De plus, le bénéfice de participation provenant de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de l'accroissement des charges d'exploitation attribuable à l'exploitation de six réacteurs.
 - Le résultat net du deuxième trimestre de 2005 comprenait 21 millions de dollars (13 millions de dollars visant 2004 et 8 millions de dollars visant le semestre terminé le 30 juin 2005), en ce qui a trait à la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire de 2004 (deuxième phase) pour le réseau principal au Canada. Le 1^{er} avril 2005, TCPL a conclu l'acquisition des actifs de production hydroélectrique d'USGen. Le bénéfice de participation provenant de Bruce Power a diminué comparativement à celui des trimestres antérieurs en raison de l'incidence soutenue des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et d'un arrêt d'exploitation pour entretien correctif du sixième réacteur après qu'un transformateur ait pris feu.
 - Le résultat net du troisième trimestre de 2005 comprend des gains de 193 millions de dollars après impôts liés à la vente de la participation de la société dans S.E.C. Électricité. De plus, le bénéfice de participation provenant de Bruce Power a été supérieur à celui des trimestres antérieurs en raison des prix réalisés supérieurs pour l'électricité et de la légère augmentation des volumes produits.
-

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 avec succès 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 pipelines 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, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 30 septembre		Neuf mois terminés les 30 septembre	
	2005	2004	2005	2004
Produits	1 491	1 307	4 342	4 007
Charges d'exploitation				
Coût des marchandises vendues	290	215	800	706
Autres coûts et charges	466	379	1 310	1 152
Amortissement	247	236	750	700
	1 003	830	2 860	2 558
Bénéfice d'exploitation	488	477	1 482	1 449
Autres charges (produits)				
Charges financières	210	220	626	638
Charges financières des coentreprises	14	15	46	45
Bénéfice de participation	(105)	(39)	(163)	(156)
Intérêts créditeurs et autres produits	(22)	(33)	(50)	(58)
Gain lié à PipeLines LP	-	-	(82)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	(245)	-	(245)	(197)
Gain lié à Millenium	-	-	-	(7)
	(148)	163	132	265
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant impôts sur les bénéfices et part des actionnaires sans contrôle	636	314	1 350	1 184
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	189	99	429	329
Futurs	12	17	38	38
	201	116	467	367
Part des actionnaires sans contrôle	1	-	7	6
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	434	198	876	811
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	-	52	-	52
Bénéfice net	434	250	876	863
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6	17	17
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	428	244	859	846
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires				
Activités poursuivies	428	192	859	794
Activités abandonnées	-	52	-	52
	428	244	859	846

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	
	2005	2004	2005	2004
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	434	198	876	811
Amortissement	247	236	750	700
Gain lié à PipeLines LP, déduction faite de la charge fiscale au titre des impôts exigibles (note 5)	-	-	(31)	-
Gains liés à S.E.C. Électricité, déduction faite de la charge fiscale au titre des impôts exigibles (note 5)	(166)	-	(166)	(197)
Gain lié à Millennium, déduction faite de la charge fiscale au titre des impôts exigibles	-	-	-	(7)
Bénéfice de participation en excédent des distributions reçues	(52)	(29)	(78)	(119)
Capitalisation des régimes de retraite inférieure (supérieure) aux charges	12	(22)	(5)	(21)
Impôts futurs	12	17	38	38
Part des actionnaires sans contrôle	1	-	7	6
Autres	2	(14)	(16)	(28)
Fonds provenant des activités poursuivies	490	386	1 375	1 183
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	89	133	(129)	51
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	579	519	1 246	1 234
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(166)	(97)	(409)	(291)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	-	(49)	(632)	(63)
Cession d'actifs	523	-	676	408
Montants reportés et autres	(44)	(11)	(97)	(27)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	313	(157)	(462)	27
Activités de financement				
Dividendes	(154)	(152)	(454)	(442)
Avances de la société mère	-	-	(75)	-
Effets remboursés, montant net	(696)	(66)	(163)	(367)
Dette à long terme émise	-	-	799	665
Réduction de la dette à long terme	(5)	(9)	(941)	(510)
Dette sans recours émise par les coentreprises	4	60	9	147
Réduction de la dette sans recours des coentreprises	(9)	(8)	(30)	(20)
Parts de sociétés en commandite de coentreprises émises	-	-	-	88
Actions ordinaires émises	-	-	80	-
Sorties nettes liées aux activités de financement	(860)	(175)	(775)	(439)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme	(12)	(58)	10	(55)
Augmentation de l'encaisse et des placements à court terme	20	129	19	767
Encaisse et placements à court terme				
Au début de la période	186	975	187	337
Encaisse et placements à court terme				
À la fin de la période	206	1 104	206	1 104
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie				
Impôts sur les bénéfices payés	101	77	408	329
Intérêts payés	214	193	642	586

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(en millions de dollars)	30 septembre 2005 (non vérifié)	31 décembre 2004
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	206	187
Débiteurs	574	627
Stocks	241	174
Autres	302	120
	<u>1 323</u>	<u>1 108</u>
Placements à long terme	850	840
Immobilisations corporelles	18 566	18 704
Autres éléments d'actif	1 378	1 459
	<u>22 117</u>	<u>22 111</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Effets à payer	383	546
Créditeurs	1 171	1 215
Intérêts courus	222	214
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	379	766
Tranche de la dette sans recours des coentreprises échéant à moins de un an	71	83
	<u>2 226</u>	<u>2 824</u>
Montants reportés	962	783
Dette à long terme	9 781	9 713
Impôts futurs	571	509
Dette sans recours des coentreprises	626	779
Titres privilégiés	534	554
	<u>14 700</u>	<u>15 162</u>
Part des actionnaires sans contrôle		
	<u>74</u>	<u>76</u>
Capitaux propres		
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires	4 712	4 632
Surplus d'apport	273	270
Bénéfices non répartis	2 067	1 653
Écart de conversion	(98)	(71)
	<u>7 343</u>	<u>6 873</u>
	<u>22 117</u>	<u>22 111</u>

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	
	2005	2004
Solde au début de la période	1 655	1 185
Bénéfice net	876	863
Dividendes sur les actions privilégiées	(17)	(17)
Dividendes sur les actions ordinaires	(445)	(421)
	2 067	1 610

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 consolidés vérifiés retraités de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2004, 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 consolidés vérifiés retraités de 2004. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés 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

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1^{er} janvier 2005, la société a adopté les dispositions modifiées du chapitre du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Instruments financiers - informations à fournir et présentation » qui fournit une orientation sur la classement de certains instruments financiers qui représentent des obligations qui peuvent être réglées par l'émission d'actions de participation de l'émetteur en tant que titres de créance lorsque l'instrument n'établit pas une relation de propriété. Conformément à cette modification, TCPL a reclassé la composante part des actionnaires sans contrôle des titres privilégiés, qui sera classée comme dette à long terme.

Cette modification comptable a été appliquée rétroactivement, et les chiffres des périodes antérieures ont été retraités. Cette modification n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de TCPL pour le troisième trimestre de 2005, ni sur celui des périodes antérieures.

L'incidence de cette modification comptable sur le bilan consolidé de la société au 31 décembre 2004 s'établit comme suit :

(non vérifié – en millions de dollars)	Augmentation (diminution)
Montants reportés ¹⁾	135
Titres privilégiés	535
Part des actionnaires sans contrôle	
Titres privilégiés d'une filiale	(670)
Total du passif et capitaux propres	-

1) Report réglementaire

3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits	1 039	945	452	362	-	-	1 491	1 307
Coûts des marchandises vendues	-	-	(290)	(215)	-	-	(290)	(215)
Autres coûts et charges	(358)	(293)	(107)	(86)	(1)	-	(466)	(379)
Amortissement	(236)	(218)	(11)	(18)	-	-	(247)	(236)
Bénéfice (perte) d'exploitation	445	434	44	43	(1)	-	488	477
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(183)	(198)	-	(3)	(34)	(25)	(217)	(226)
Charges financières des coentreprises	(14)	(14)	-	(1)	-	-	(14)	(15)
Bénéfice de participation	6	10	99	29	-	-	105	39
Intérêts créditeurs et autres produits	8	1	2	6	12	26	22	33
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	245	-	-	-	245	-
Impôts sur les bénéfices	(114)	(99)	(98)	(23)	11	6	(201)	(116)
Activités poursuivies	148	134	292	51	(12)	7	428	192
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	-	52
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires							428	244

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars)	Transport de gaz		Électricité		Siège social		Total	
	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004
Produits	3 066	2 842	1 276	1 165	-	-	4 342	4 007
Coûts des marchandises vendues	-	-	(800)	(706)	-	-	(800)	(706)
Autres coûts et charges	(988)	(876)	(318)	(273)	(4)	(3)	(1 310)	(1 152)
Amortissement	(701)	(645)	(49)	(55)	-	-	(750)	(700)
Bénéfice (perte) d'exploitation	1 377	1 321	109	131	(4)	(3)	1 482	1 449
Charges financières et part des actionnaires sans contrôle	(552)	(587)	(2)	(7)	(96)	(67)	(650)	(661)
Charges financières des coentreprises	(41)	(43)	(5)	(2)	-	-	(46)	(45)
Bénéfice de participation	21	31	142	125	-	-	163	156
Intérêts créditeurs et autres produits	21	6	5	11	24	41	50	58
Gain liés à Pipelines LP	82	-	-	-	-	-	82	-
Gains liés à S.E.C. Électricité	-	-	245	197	-	-	245	197
Gain lié à Millennium	-	7	-	-	-	-	-	7
Impôts sur les bénéfices	(384)	(306)	(130)	(90)	47	29	(467)	(367)
Activités poursuivies	524	429	364	365	(29)	-	859	794
Activités abandonnées	-	-	-	-	-	-	-	52
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires							859	846

Total de l'actif

(en millions de dollars)	30 septembre 2005 (non vérifié)	31 décembre 2004
Transport de gaz	17 781	18 410
Électricité	3 427	2 802
Siège social	909	899
	22 117	22 111

4. Gestion des risques et instruments financiers

Les changements importants dans les instruments financiers de la société depuis le 31 décembre 2004 sont présentés ci-après.

Gestion du risque lié au prix de l'énergie

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des opérations sur instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et au rendement thermique. Les contrats de rendement thermique prévoient des ventes ou des achats d'électricité à des prix fondés sur un indice gazier. Les justes valeurs et les volumes de référence des swaps, des options, des contrats à terme et des contrats de rendement thermique sont présentés dans le tableau ci-après. Conformément à la convention comptable de la société, chacun des instruments dérivés ci-dessous est inscrit aux bilans à sa juste valeur au 30 septembre 2005 et au 31 décembre 2004.

Électricité

Actif (passif) (en millions de dollars)	30 septembre 2005 (non vérifié)		31 décembre 2004
	Traitement comptable	Juste valeur	Juste valeur
Électricité – swaps			
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	(123)	7
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	19	(2)
Gaz – swaps, contrats à terme et options			
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	(13)	(39)
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	(16)	(2)
Contrats de rendement thermique			
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	(1)

Volumes de référence

30 septembre 2005
(non vérifié)

	Traitement comptable	Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Achats	Ventes	Achats	Ventes
Électricité – swaps					
(échéant entre 2005 et 2011)	Éléments de couverture	911	6 366	-	-
(échéant entre 2005 et 2010)	Éléments autres que de couverture	1 206	220	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options					
(échéant entre 2005 et 2016)	Éléments de couverture	-	-	80	71
(échéant entre 2005 et 2008)	Éléments autres que de couverture	-	-	26	21
Contrats de rendement thermique					
(échéant en 2005 et 2006)	Éléments de couverture	-	44	-	-

Volumes de référence 31 décembre 2004		Électricité (GWh)		Gaz (Gpi ³)	
		Traitement comptable		Achats	Ventes
Électricité – swaps	Éléments de couverture	3 314	7 029	-	-
	Éléments autres que de couverture	438	-	-	-
Gaz – swaps, contrats à terme et options	Éléments de couverture	-	-	80	84
	Éléments autres que de couverture	-	-	5	8
Contrats de rendement thermique	Éléments de couverture	-	229	2	-

5. Cessions

PipeLines LP

En mars et avril 2005, TCPL a vendu 3 547 200 millions de parts ordinaires de TC PipeLines, LP (PipeLines LP), ce qui a donné lieu pour la société à un produit net d'environ 153 millions de dollars et à un gain après impôts d'environ 49 millions de dollars. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise de transport de gaz, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 33 millions de dollars, y compris une charge de 51 millions de dollars au titre des impôts exigibles. À la suite de ces opérations, TCPL détient toujours une participation de 13,4 % dans PipeLines LP représentée par la participation du commandité, soit 2,0 %, et par la participation de 11,4 % en tant que commanditaire.

S.E.C. Électricité

Le 31 août 2005, TCPL a réalisé la vente de sa participation dans S.E.C. TransCanada Électricité (S.E.C. Électricité) à EPCOR, pour un produit net de 523 millions de dollars. Cette opération a donné lieu, pour TCPL, à un gain après impôts de 193 millions de dollars au troisième trimestre de 2005. Le gain net a été constaté dans les résultats de l'entreprise d'électricité, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 52 millions de dollars, y compris une charge de 79 millions de dollars au titre des impôts exigibles. L'acquisition par EPCOR comprend 14,5 millions de parts de société en commandite de S.E.C. Électricité, qui représentent 30,6 % des parts en circulation, la possession de 100 % du commandité de S.E.C. Électricité ainsi que les accords de gestion et d'exploitation régissant l'exploitation courante des actifs de production d'électricité de S.E.C. Électricité. Une fois l'opération réalisée, la dénomination de la société en commandité été modifiée de S.E.C. TransCanada Électricité à Société en commandite EPCOR Power (la « société en commandite »).

À compter de la date de réalisation de l'opération, TCPL n'est plus le commandité de la société en commandite et TCPL et les sociétés qui lui sont affiliées ont cessé de détenir des parts de la société en commandite. En outre, près de 100 employés de TCPL, qui assuraient des services de gestion, d'exploitation et d'entretien conformément au contrat conclu avec la société en commandite, sont devenus des employés d'EPCOR.

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	
	2005	2004	2005	2004
Coût des services rendus au cours de la période	7	7	-	1
Intérêts débiteurs	16	14	1	1
Rendement prévu des actifs des régimes	(16)	(14)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	5	3	-	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	13	11	2	4

Neuf mois terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2005	2004	2005	2004
Coût des services rendus au cours de la période	22	21	1	2
Intérêts débiteurs	48	42	4	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(48)	(41)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	2	2
Amortissement de la perte actuarielle nette	13	9	1	2
Amortissement des coûts au titre des services passés	2	2	-	-
Coût net constaté au titre des avantages sociaux	37	33	8	10

7. Événements postérieurs

Bruce Power L.P.

Le 17 octobre 2005, TCPL a annoncé que Bruce Power L.P. (Bruce Power) et l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) avaient conclu un accord à long terme selon lequel Bruce Power remettra à neuf et en service les premier et deuxième réacteurs, prolongera la durée d'exploitation du troisième réacteur grâce au remplacement des chaudières à vapeur et canaux de combustible au besoin, et remplacera les chaudières à vapeur du quatrième réacteur. Le coût du programme de remise à neuf et en service des installations de Bruce Power totalisera environ 4,25 milliards de dollars, dont la quote-part de TCPL, soit quelque 2,125 milliards de dollars, sera financée au moyen d'apports de capitaux durant la période allant de 2005 à 2011. Par suite de cet accord entre Bruce Power et l'OEO, et de la décision de Cameco Corporation de ne pas participer au programme de remise à neuf et en service, une nouvelle société a été créée. La nouvelle Bruce Power A Limited Partnership (BALP) sous-louera les installations de Bruce A, qui se composent du premier au quatrième réacteurs de Bruce Power. Dans le cadre de ces opérations, TCPL et BPC Generation Infrastructure Trust ont chacune engagé des fonds au comptant nets d'environ 100 millions de dollars, et elles détiennent chacune une participation de 47,4 % dans BALP. Le reste de la participation, soit 5,2 %, appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique et à The Society of Energy Professionals. La création de BALP n'influera aucunement sur l'exploitation de la centrale de Bruce au quotidien, et TCPL détient toujours une participation de 31,6 % dans les installations de Bruce B (du cinquième au huitième réacteurs). En conséquence de la restructuration de Bruce Power, TCPL prévoit consolider proportionnellement son placement dans Bruce Power et BALP, et ce prospectivement à compter de la clôture de l'opération. L'accord et les opérations susmentionnées ont été réalisés le 31 octobre 2005 par suite de la réception d'une décision favorable de l'Agence du revenu du Canada en matière fiscale.

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 au (403) 920-7911.

Télécopieur pour les investisseurs : (403) 920-2457

Relations avec les médias : Kurt Kadatz/Jennifer Varey au (403) 920-7859.

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