

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED – PREMIER TRIMESTRE DE 2007

Rapport trimestriel

Rapport de gestion

Daté du 26 avril 2007, 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 la période de trois mois terminée le 31 mars 2007. Il doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2006 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue de la société, sur SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada PipeLines Limited. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2006 de TCPL.

Informations prospectives

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où ces énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements que laissent entrevoir ces informations pourraient différer des résultats ou des événements réels. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès 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 changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans le secteur des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, l'accès aux marchés des capitaux, les taux de change, les avancées technologiques, ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, ces informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Les lecteurs ne devraient pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, qui sont fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et TCPL n'a pas l'obligation de mettre à jour publiquement ni de

réviser quelque information prospective que ce soit, notamment pour tenir compte de nouvelles informations, d'événements futurs ou d'autres faits, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, la société utilise les mesures « résultat comparable », « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR), et, par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR. Il est peu probable que ces mesures soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Elles ont été utilisées pour fournir aux lecteurs des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de la société, sur sa liquidité et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le résultat comparable comprend le bénéfice net découlant des activités poursuivies rajusté en fonction de postes déterminés qui sont importants mais ne sont pas typiquement représentatifs des activités de la société. Ces postes peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et rajustements d'impôts sur les bénéfices, certains gains ou pertes à la vente d'actifs, certains règlements issus d'actions en justice et règlements reçus d'anciens clients dans le cadre de faillites. Le rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net est présenté sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes provenant de l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion. Le bénéfice d'exploitation est une mesure utilisée dans la partie traitant de l'énergie. Il représente les produits d'exploitation moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énergie » du rapport de gestion pour le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du résultat net.

Acquisitions

ANR et Great Lakes

Le 22 février 2007, TCPL a fait l'acquisition, auprès d'El Paso Corporation, d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) ainsi que d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. L'acquisition d'ANR donne lieu à l'ajout d'un gazoduc d'environ 17 000 kilomètres (km) ayant une capacité de pointe de 6,8 milliards de pieds cubes par jour. De plus, ANR possède et exploite des installations de stockage de gaz naturel ayant une capacité totale d'environ 230 milliards de pieds cubes. TCPL a commencé à consolider les résultats d'ANR et de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. L'acquisition a été financée au moyen du produit de l'émission récente d'actions ordinaires de la société, de l'encaisse et des fonds prélevés sur les facilités de crédit existantes et sur celles nouvellement établies. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le financement par actions ordinaires et par emprunt.

Great Lakes

Le 22 février 2007, PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture. L'acquisition a été financée par des emprunts sur des facilités de crédit existantes et nouvelles, tel qu'il est commenté sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion, et par un placement privé, tel qu'il est mentionné ci-dessous.

En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 \$ US la part, dont 50 % ont été achetés par TCPL au prix de 300 millions de dollars US. De plus, TCPL a investi 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. À la suite des placements supplémentaires de TCPL dans PipeLines LP, la participation de la société dans PipeLines LP est passée de 13,4 % à 32,1 %. Au total, le placement privé et l'investissement supplémentaire de TCPL ont donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP; il a servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2007	2006
Pipelines		
Résultat comparable	155	139
Poste spécifique :		
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	18
Résultat net	<u>155</u>	<u>157</u>
Énergie	<u>106</u>	<u>100</u>
Siège social		
Charges comparables	(13)	(13)
Poste spécifique :		
Rajustements des impôts sur les bénéfices des sociétés	15	-
Résultat net (charges nettes)	<u>2</u>	<u>(13)</u>
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions d'actions ordinaires		
Activités poursuivies ⁽¹⁾	263	244
Activités abandonnées	-	28
	<u>263</u>	<u>272</u>
⁽¹⁾ Résultat comparable	248	226
Postes spécifiques (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	-	18
Rajustement des impôts sur les bénéfices des sociétés	15	-
Bénéfice net découlant revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies	<u>263</u>	<u>244</u>

Pour le premier trimestre de 2007, le bénéfice net de TCPL revenant aux porteurs d'actions ordinaires s'est établi à 263 millions de dollars comparativement à 272 millions de dollars au premier trimestre de 2006. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires découlant des activités poursuivies (résultat net) de la même période en 2007 s'est chiffré à 263 millions de dollars, comparativement à 244 millions de dollars en 2006. Le résultat net a progressé de 19 millions de dollars entre 2006 et 2007, principalement en raison du bénéfice tiré de l'acquisition d'ANR, de la mise en exploitation de la centrale de cogénération de Bécancour et de la mise en exploitation du pipeline Tamazunchale. Le résultat net a également augmenté en raison des rajustements positifs au premier trimestre de 2007, y compris le règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices et une restructuration interne.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2007 s'est établi à 248 millions de dollars, alors qu'il avait été de 226 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. Le résultat comparable ne tient pas compte des rajustements d'impôts sur les bénéfices positifs de 15 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2007. Au premier trimestre de 2006, le résultat comparable excluait le règlement de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) reçu dans le cadre de la faillite de Mirant Corporation et de certaines de ses filiales (Mirant), anciennement expéditeur du réseau de Gas Transmission Northwest.

Le bénéfice net de TCPL pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2006 comprend le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars, ce qui reflète les règlements dans le cadre de la faillite de Mirant, reçus durant le premier trimestre de 2006 relativement à l'entreprise de commercialisation du gaz dont TCPL s'est dessaisie en 2001.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 579 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, en hausse de 63 millions de dollars par rapport à la même période en 2006.

Pipelines

Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est chiffré à 155 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, alors qu'il avait été de 157 millions de dollars pour la période correspondante de 2006.

Aperçu des résultats de l'entreprise de pipelines

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	2007	2006
Gazoducs détenus en propriété exclusive		
Réseau principal au Canada	57	59
Réseau de l'Alberta	31	33
ANR ⁽¹⁾	21	-
GTN	11	32
Foothills ⁽²⁾	6	7
	126	131
Autres pipelines		
Great Lakes ⁽³⁾	14	12
Iroquois	5	4
Portland	5	6
PipeLines LP ⁽⁴⁾	2	1
Ventures LP	3	3
TQM	2	2
TransGas	3	3
Tamazunchale	3	-
Régions nordiques	(1)	(1)
Frais généraux, administratifs et de soutien et frais divers	(7)	(4)
	29	26
Résultat net	155	157

(1) ANR comprend les résultats d'exploitation depuis le 22 février 2007.

(2) Foothills reflète l'exploitation cumulée de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique.

(3) Les résultats de Great Lakes tiennent compte de la participation de 53,55 % de TCPL dans Great Lakes depuis le 22 février 2007.

(4) Les résultats de PipeLines LP reflètent la participation effective de TCPL d'une participation supplémentaire de 15 % dans Great Lakes en raison de la participation de 32,1 % que détient TCPL dans PipeLines LP depuis le 22 février 2007.

Pipelines détenus en propriété exclusive

Le résultat net du réseau principal au Canada a régressé de 2 millions de dollars entre le premier trimestre de 2006 et celui de 2007. Cette baisse s'explique surtout par la diminution de la base tarifaire et du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires établi par l'Office national de l'énergie (ONÉ), soit 8,46 % en 2007, contre 8,88 % en 2006, sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 36 %.

Le résultat net du réseau de l'Alberta pour le premier trimestre de 2007 a diminué de 2 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2006. Ce recul s'explique avant tout par la base tarifaire réduite ainsi que par le taux de rendement de l'avoir des actionnaires inférieur en 2007. Le résultat net en 2007 tient compte du taux de rendement de 8,51 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 %, contre un taux de rendement de 8,93 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % en 2006.

TCPL a réalisé l'acquisition d'ANR le 22 février 2007 et elle inclut son résultat net depuis cette date. Les produits d'ANR sont principalement tirés des services de transport interétatique, de stockage et de collecte de gaz naturel et des services connexes.

Le résultat net de GTN pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a diminué de 21 millions de dollars comparativement à la même période en 2006, et ce, principalement en raison de la réception de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) au premier trimestre de 2006 dans le cadre de la faillite de Mirant, ancien expéditeur sur le réseau de Gas Transmission Northwest. La baisse s'explique aussi par la diminution des produits d'exploitation en 2007 en raison du fléchissement des volumes garantis sous contrat à long terme et d'une provision constituée au premier trimestre de 2007 pour le défaut de paiement de produits de transport contractuels d'une filiale de Calpine Corporation (Calpine) qui s'est placée sous la protection de la loi sur la faillite.

Données sur l'exploitation

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		ANR ⁽³⁾⁽⁴⁾ 2007	Réseau de Gas Transmission Northwest ⁽³⁾		Réseau de Foothills ⁽⁵⁾	
	2007	2006	2007	2006		2007	2006	2007	2006
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	7 401	7 471	4 261	4 319	s.o.	s.o.	s.o.	818	870
Volumes livrés (en milliards de pieds cubes)									
Total	881	829	1 070	1 062	172	193	171	356	345
Moyenne quotidienne	9,8	9,2	11,9	11,8	4,6	2,1	1,9	4,0	3,8

(1) Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 576 milliards de pieds cubes (584 milliards de pieds cubes en 2006), soit une moyenne quotidienne de 6,4 milliards de pieds cubes (6,5 milliards de pieds cubes en 2006).

(2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 1 005 milliards de pieds cubes pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 (1 021 milliards de pieds cubes en 2006); la moyenne quotidienne s'est établie à 11,2 milliards de pieds cubes (11,3 milliards de pieds cubes en 2006).

(3) Les réseaux d'ANR et de Gas Transmission Northwest sont exploités conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis. Par conséquent, les résultats des réseaux pour la période courante ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.

(4) Les résultats d'ANR comprennent les résultats d'exploitation depuis le 22 février 2007.

(5) Les résultats de Foothills reflètent les activités cumulées de Foothills et du réseau de la Colombie-Britannique.

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la quote-part revenant à TCPL du résultat net des autres pipelines s'est chiffrée à 29 millions de dollars, comparativement à 26 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2006. La hausse provient avant tout du résultat du pipeline Tamazunchale, qui est entré en exploitation en décembre 2006, et du résultat supérieur de Great Lakes en raison d'un accroissement de participation effectif de 19 %. Ces augmentations ont été en partie annulées par l'incidence des coûts d'aménagement de projets et de soutien plus élevés en 2007.

Au 31 mars 2007, TCPL avait consenti des avances de 125 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie, et la société avait capitalisé un montant de 43 millions de dollars relativement au projet de pipeline Keystone.

Énergie

Le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est établi à 106 millions de dollars au premier trimestre de 2007, soit 6 millions de dollars de plus que les 100 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2006.

Aperçu des résultats de l'entreprise d'énergie

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	2007	2006
Bruce Power	29	63
Installations énergétiques de l'Ouest	73	58
Installations énergétiques de l'Est	67	49
Stockage de gaz naturel	30	22
Frais généraux, administratifs de soutien et autres	(36)	(30)
Bénéfice d'exploitation	163	162
Charges financières	(4)	(7)
Intérêts créditeurs et autres produits	3	2
Impôts sur les bénéfices	(56)	(57)
Résultat net	106	100

Bruce Power**Aperçu des résultats de Bruce Power ⁽¹⁾**

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

	2007	2006
Bruce Power (base de 100 %)		
(en millions de dollars)		
Produits		
Électricité	460	479
Autres ⁽²⁾	20	17
	480	496
Charges d'exploitation		
Exploitation et entretien	(295)	(220)
Combustible	(25)	(20)
Loyer supplémentaire	(43)	(43)
Amortissement	(36)	(31)
	(399)	(314)
Bénéfice d'exploitation	81	182
Quote-part de TCPL	31	62
Rajustements	(2)	1
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation de TCPL	29	63

Bruce Power – Données complémentaires

Capacité disponible des centrales		
Bruce A	90 %	78 %
Bruce B	78 %	95 %
Capacité cumulée de Bruce Power	82 %	90 %
Volume des ventes (en GWh) ⁽³⁾		
Bruce A – 100 %	2 910	2 520
Bruce B – 100 %	5 430	6 620
Volumes cumulés de Bruce Power – 100 %	8 340	9 140
Quote-part de TCPL	3 129	3 306
Résultats par MWh ⁽⁴⁾		
Produits de Bruce A	59 \$	57 \$
Produits de Bruce B	53 \$	50 \$
Produits pour l'ensemble de Bruce Power	55 \$	52 \$
Combustible pour l'ensemble de Bruce Power	3 \$	2 \$
Total des charges d'exploitation pour l'ensemble de Bruce Power ⁽⁵⁾	47 \$	34 \$
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	35 %	38 %

(1) Toutes les données figurant dans ce tableau comprennent des rajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

(2) Comprend, pour Bruce A, des recouvrements de coûts de combustible de 8 millions de dollars au premier trimestre de 2007 et de 6 millions de dollars au premier trimestre de 2006.

(3) Gigawatts-heure.

(4) Mégawatts-heure.

(5) Déduction faite des recouvrements de coûts de combustible.

À 29 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation découlant de la participation de TCPL dans Bruce Power a reculé de 34 millions de dollars entre le premier trimestre de 2006 et celui de 2007, et ce, principalement en raison des volumes de production moins élevés et des frais d'exploitation accrus attribuables à des jours d'arrêt d'exploitation prévu supplémentaires. La hausse des charges d'exploitation et d'entretien de Bruce Power s'explique avant tout par l'accroissement marqué des jours d'arrêt d'exploitation prévu, qui sont passés de 30 jours-réacteur seulement au premier trimestre de 2006 à 86 jours-réacteur au premier trimestre de 2007. En outre, les coûts supérieurs des avantages sociaux postérieurs à l'emploi ont contribué à la hausse des charges d'exploitation. Les prix réalisés supérieurs ont contré en partie ces incidences.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power durant le premier trimestre de 2007 a diminué de 177 GWh pour totaliser 3 129 GWh, alors qu'elle avait été de 3 306 GWh au premier trimestre de 2006. Cette baisse provient du plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif durant le premier trimestre de 2007. Les prix réalisés par Bruce Power durant le premier trimestre de 2007 (exclusion faite des autres produits) se sont situés à 55 \$ le MWh, comparativement 52 \$ le MWh pour la même période en 2006. Les charges d'exploitation cumulées (déduction faite des recouvrements des coûts de combustible) de Bruce Power sont passées de 34 \$ le MWh au premier trimestre de 2006 à 47 \$ le MWh au premier trimestre de 2007 en raison des arrêts d'exploitation plus nombreux et des autres frais d'exploitation plus élevés combinés à la production inférieure au premier trimestre de 2007.

Pour les six réacteurs en exploitation durant le premier trimestre de 2007, les arrêts d'exploitation pour entretien préventif ont totalisé environ 86 jours-réacteur, et les arrêts d'exploitation pour entretien correctif ont été d'environ 4 jours-réacteur. Pendant la même période en 2006, il y avait eu pour Bruce Power environ 30 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et 13 jours-réacteur d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif. Au premier trimestre de 2007, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power a été de 82 %, comparativement à 90 % au premier trimestre de 2006.

Dans son ensemble, la capacité disponible moyenne en 2007 devrait se situer à un peu plus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et à plus ou moins 75 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Deux arrêts d'exploitation pour entretien préventif sont prévus pour le troisième réacteur de Bruce A en 2007. Le premier arrêt est prévu pour le deuxième trimestre de 2007 et devrait durer environ un mois, tandis que le second arrêt est prévu pour la fin du troisième trimestre de 2007 et devrait durer environ deux mois. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'un mois du quatrième réacteur de Bruce A et un arrêt d'exploitation pour entretien préventif de deux mois et demi du sixième réacteur de Bruce B se sont terminés en avril 2007.

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant. Le bénéfice tiré des réacteurs de Bruce A et de Bruce B est directement tributaire de la capacité disponible générale des centrales, qui dépend elle-même des travaux d'entretien préventif et correctif. Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (OEO), toute la production de Bruce A du premier trimestre de 2007 a été vendue au prix fixe de 58,63 \$ le MWh (avant la récupération des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 57,37 \$ le MWh au premier trimestre de 2006. En outre, les ventes de la production du cinquième au huitième réacteur de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 45,99 \$ le MWh au premier trimestre de 2007 et de 45,00 \$ le MWh au premier trimestre de 2006. Dans les deux cas, ces prix de référence sont rajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation. Le 1^{er} avril 2007, le

prix pour la production de Bruce A passera à 59,69 \$ le MWh et le prix plancher pour la production de Bruce B sera de 46,82 \$ le MWh. Les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher de Bruce B peuvent faire l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels sur le marché au comptant sur la durée du contrat. Jusqu'à maintenant, le résultat net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher. Pour réduire davantage le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, Bruce B a conclu des contrats à terme de vente à prix fixe pour environ 5 900 GWh de la production pour le reste de 2007 et 5 400 GWh de la production de 2008.

Le coût en capital du projet d'une durée de sept ans pour les travaux de redémarrage et de remise à neuf des quatre réacteurs de Bruce A devrait totaliser environ 4,25 milliards de dollars, et la quote-part de TCPL sera d'environ 2,125 milliards de dollars. Au 31 mars 2007, Bruce A avait engagé 1,338 milliard de dollars dans le cadre du projet de redémarrage et de remise à neuf. Le projet de redémarrage des réacteurs de Bruce A continue de se dérouler dans le respect du calendrier et du budget.

Installations énergétiques de l'Ouest

Aperçu des résultats des installations énergétiques de l'Ouest

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	2007	2006
Produits		
Électricité	286	275
Divers ⁽¹⁾	28	64
	314	339
Achats de produits de base revendus		
Électricité	(179)	(190)
Divers ⁽¹⁾	(23)	(48)
	(202)	(238)
Charges d'exploitation des centrales et autres coûts	(34)	(38)
Amortissement	(5)	(5)
Bénéfice d'exploitation	73	58

(1) Les produits divers comprennent Cancarb Thermax et les ventes de gaz naturel.

Volume des ventes des installations énergétiques de l'Ouest

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en GWh)

	2007	2006
Offre		
Production	592	585
Achats		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	3 253	3 391
Autres achats	449	486
	4 294	4 462
Électricité vendue à contrat et au comptant		
Électricité vendue à contrat	3 492	3 164
Électricité vendue au comptant	802	1 298
	4 294	4 462

Au premier trimestre de 2007, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 73 millions de dollars, une hausse de 15 millions de dollars comparativement au chiffre de 58 millions de dollars inscrit au premier trimestre de 2006. Cet accroissement provient surtout des marges supérieures sur les prix de l'électricité réalisés accrus tant pour la production d'électricité visée

par des contrats que pour celle non visée par des contrats. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta se sont accrus de 12 %, ou 6,85 \$ le MWh, entre le premier trimestre de 2006 et celui de 2007. En outre, la hausse des prix de l'électricité a été le catalyseur de l'accroissement d'environ 15 % des coûts thermiques sur le marché durant le premier trimestre de 2007, car les prix moyens du gaz naturel sur le marché sont demeurés relativement stables comparativement à ceux du premier trimestre de 2006. Les coûts thermiques sur le marché sont calculés en divisant le prix moyen de l'électricité par MWh par le prix moyen du gaz naturel par gigajoule (GJ) sur une période donnée. Les produits des installations énergétiques de l'Ouest du premier trimestre de 2007 ont été supérieurs à ceux du premier trimestre de 2006, principalement du fait des prix réalisés supérieurs pour les ventes d'électricité dans leur ensemble au premier trimestre de 2007 et des volumes produits légèrement supérieurs, tandis que les achats de produits de base revendus ont diminué de 11 millions de dollars en raison d'une baisse des volumes d'électricité achetés. Les autres produits et les achats de produits de base revendus ont diminué durant le premier trimestre de 2007 comparativement à la même période de 2006 car des transactions de gaz naturel plus nombreuses avaient été constatées au premier trimestre de 2006. Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction de leurs portefeuilles. Une partie de leurs approvisionnements est destinée à la vente sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et elle dépend de sa capacité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion des portefeuilles permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts advenant qu'elles soient obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 19 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au premier trimestre de 2007, comparativement à 29 % pour la période correspondante de 2006. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest ont conclu, en date du 31 mars 2007, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 8 000 GWh d'électricité pour le reste de 2007 et de 7 400 GWh d'électricité en 2008.

Installations énergétiques de l'Est

Aperçu des résultats des installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	2007	2006
Produits		
Électricité	354	161
Divers ⁽²⁾	83	117
	437	278
Achats de produits de base revendus		
Électricité	(177)	(101)
Divers ⁽²⁾	(58)	(96)
	(235)	(197)
Charges d'exploitation des centrales et autres coûts	(124)	(25)
Amortissement	(11)	(7)
Bénéfice d'exploitation	67	49

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

(2) Les produits divers comprennent le gaz naturel.

Volume des ventes des installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en GWh)

	2007	2006
Offre		
Production	2 023	705
Achats	1 526	730
	3 549	1 435
Électricité vendue à contrat et au comptant		
Électricité vendue à contrat	3 357	1 383
Électricité vendue au comptant	192	52
	3 549	1 435

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un bénéfice d'exploitation de 67 millions de dollars au premier trimestre de 2007, soit 18 millions de dollars de plus que les 49 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2006. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire généré en 2007 par la mise en exploitation, en septembre 2006, de la centrale de cogénération de 550 MW à Bécancour et, en novembre 2006, du premier des six parcs éoliens (Baie-des-Sables) dans le cadre du projet de Cartier énergie.

Entre le premier trimestre de 2006 et celui de 2007, les volumes produits se sont accrus de 1 318 GWh pour passer de 705 GWh à 2 023 GWh, principalement en raison de la mise en exploitation de la centrale de Bécancour et des installations de Baie-des-Sables ainsi que de la distribution supérieure de l'installation d'OSP.

À 354 millions de dollars, les produits des installations énergétiques de l'Est ont augmenté de 193 millions de dollars au premier trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006. Cet accroissement s'explique essentiellement par la mise en exploitation de la centrale de Bécancour et par la hausse des volumes des ventes aux clients commerciaux et industriels. Les achats de produits de base revendus, soit 177 millions de dollars et les volumes d'électricité achetés, soit 1 526 GWh, ont été supérieurs au premier trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006, principalement du fait des achats supérieurs pour répondre aux approvisionnements stipulés dans les contrats de vente. Pour le premier trimestre de 2007, les autres produits d'exploitation et les autres produits de base revendus ont totalisé respectivement 83 millions de dollars et 58 millions de dollars. Ils ont baissé d'un exercice à l'autre surtout en raison de la diminution de la quantité de gaz naturel revendu aux termes des contrats de vente de gaz naturel d'OSP et de la baisse des prix du gaz. Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont établis à 124 millions de dollars au premier trimestre de 2007, montant supérieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui s'explique avant tout par la mise en exploitation de la centrale de Bécancour.

Environ 5 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant durant le premier trimestre de 2007, comparativement à environ 4 % au premier trimestre de 2006. Les activités des installations énergétiques de l'Est consistent principalement à vendre la majorité de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant, les installations énergétiques de l'Est avaient conclu, au 31 mars 2007, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 10 100 GWh d'électricité pour le reste de 2007 et pour

10 300 GWh en 2008. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Capacité disponible des centrales

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales ⁽¹⁾

Trimestres terminés les 31 mars
(non vérifié)

	2007	2006
Bruce Power	82 %	90 %
Installations énergétiques de l'Ouest	99 %	90 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾	97 %	95 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	97 %	94 %
Toutes les centrales	91 %	91 %

(1) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours la période visée pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non, moins les arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif.

(2) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Bécancour et Baie-des-Sables depuis respectivement le 17 septembre 2006 et le 21 novembre 2006.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est accru de 8 millions de dollars entre le premier trimestre de 2006 et celui de 2007 pour passer de 22 millions de dollars à 30 millions de dollars. Cette augmentation s'explique surtout par le résultat supérieur de CrossAlta en raison de la plus grande capacité et des écarts plus élevés pour le gaz naturel stocké ainsi que par le bénéfice supplémentaire réalisé en 2007 à la suite de la mise en exploitation de l'installation d'Edson en décembre 2006 et par le résultat supérieur de CrossAlta en raison de la plus grande capacité de stockage et des écarts plus élevés pour le gaz naturel stocké.

Frais généraux, administratifs et de soutien

À 36 millions de dollars, les frais généraux, administratifs et de soutien ont progressé de 6 millions de dollars au premier trimestre de 2007, comparativement au premier trimestre de 2006, surtout en raison des frais accrus associés à l'expansion de l'entreprise d'énergie.

Au 31 mars 2007, TCPL avait capitalisé 32 millions de dollars relativement au projet de gaz naturel liquéfié (GNL) de Broadwater.

Siège social

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, le secteur Siège social a affiché un résultat net de 2 millions de dollars, comparativement à des charges nettes de 13 millions de dollars pour la même période en 2006. Cette amélioration est principalement attribuable aux rajustements favorables d'impôts sur les bénéfices constatés au premier trimestre de 2007, y compris des économies d'impôts sur les bénéfices de 10 millions de dollars liées à la résolution de certaines questions fiscales, des économies de 5 millions de dollars à la suite d'une restructuration interne ainsi que certains autres éléments liés aux modifications des prévisions et aux différences dans les taux d'imposition. Ces augmentations sont en partie contrées par la progression des charges financières en raison du financement des récentes acquisitions d'ANR et de Great Lakes.

Trésorerie et sources de financement

Fonds provenant de l'exploitation

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	2007	2006
Flux de trésorerie		
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	579	516
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	41	(1)
Rentrées nettes liées à l'exploitation	620	515

(1) Pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation, il y a lieu de se consulter la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

Les rentrées nettes liées à l'exploitation se sont accrues de 105 millions de dollars au premier trimestre de 2007 comparativement à la même période en 2006. Cette hausse découle en grande partie de la diminution du fonds de roulement d'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 579 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, alors qu'ils avaient été de 516 millions de dollars pour la même période en 2006. L'augmentation est essentiellement attribuable à un accroissement des liquidités générées par le résultat.

TCPL estime que sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités suffisantes pour répondre à ses besoins et son pouvoir de préserver les ressources et la souplesse financières lui permettant d'assurer sa croissance prévue demeurent pratiquement inchangés depuis le 31 décembre 2006.

Activités d'investissement

Déduction faite de l'encaisse acquise, les acquisitions du trimestre terminé le 31 mars 2007 se sont chiffrées à 4 265 millions de dollars (néant en 2006), montant qui tient compte de l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. Les acquisitions comprennent également la participation de 46,45 % que PipeLines LP a obtenue dans Great Lakes en contrepartie d'environ 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge. Ces acquisitions sont présentées plus en détail sous la rubrique « Acquisitions » du présent rapport de gestion.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les dépenses en immobilisations ont totalisé 306 millions de dollars (303 millions de dollars en 2006). Elles se rapportent principalement à la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques et aux dépenses en immobilisations de l'entreprise de pipelines.

Activités de financement

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, TCPL a affecté 325 millions de dollars (140 millions de dollars au 31 mars 2006) au remboursement de sa dette à long terme, et la société a émis des titres de créance à long terme d'un montant de 1,362 milliard de dollars (878 millions de dollars au 31 mars 2006). Durant cette même période en 2007, les billets à payer se sont accrues de 502 millions de dollars, tandis que l'encaisse et les placements à court terme ont diminué de 54 millions de dollars.

Le 20 mars 2007, TCPL a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'offrir respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US.

Le 20 mars 2007, ANR Pipeline Company a informé la Bourse de New York de son intention de retirer volontairement l'inscription des débentures 9,625 % échéant en 2021, des débentures 7,375 % échéant en 2024 et des débentures 7,0 % échéant en 2025. À la suite de ces radiations de la cote, en date du 12 avril 2007, ANR Pipeline Company a radié ces titres de l'inscription auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

En février et en mars 2007, TCPL a émis respectivement 34 210 526 et 4 515 914 actions ordinaires en faveur de TransCanada Corporation au prix de 38,00 \$ l'action. L'émission a donné lieu à un produit brut de 1,5 milliard de dollars pour TCPL; il a servi à financer en partie l'acquisition d'ANR.

En février 2007, par l'entremise d'une filiale détenue en propriété exclusive, la société a mis en place une facilité de crédit consentie et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et reportable de cinq ans de 300 millions de dollars US. L'intérêt est imputé à un taux variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres (TIOL). La société a tiré 1,0 milliard de dollars US sur cette facilité et 100 millions de dollars US sur une marge de crédit à vue existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR et investir des sommes supplémentaires dans PipeLines LP, tel qu'il est décrit ci-dessus. Au 31 mars 2007, le solde impayé de la facilité de crédit est de 1,0 milliard de dollars US et celui de la marge de crédit à vue est de 85 millions de dollars US.

Le 22 février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant prévu à son accord relativement à la facilité de crédit renouvelable consortiale et l'emprunt à terme relativement à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US; la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la réalisation de l'acquisition de Great Lakes. L'intérêt est imputé à un taux variable fondé sur le TIOL.

Dividendes

Le 26 avril 2007, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2007, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel total devant être payé par TransCanada Corporation (TransCanada) le 31 juillet 2007 sur ses actions ordinaires en circulation à la fermeture des bureaux le 29 juin 2007. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Par ailleurs, les administrateurs de TransCanada ont approuvé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé. Les actions seront offertes aux participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada à un escompte de 2 %, au moment du dividende à payer le 31 juillet 2007. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré. Les porteurs d'actions privilégiées de TCPL peuvent réinvestir leurs dividendes afin d'obtenir des actions ordinaires de TransCanada.

Modifications de conventions comptables

Modifications en 2007

Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 1506 intitulé « Modifications comptables », du chapitre 1530 intitulé « Résultat étendu », du chapitre 3251 intitulé « Capitaux propres », du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du chapitre 3861 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation » et du chapitre 3865 intitulé « Couvertures ». Les rajustements aux états financiers consolidés du premier trimestre de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de ces nouvelles normes.

Résultat étendu et capitaux propres

Les états financiers de la société comprennent un état consolidé du résultat étendu. En outre, tel que l'exige le chapitre 3251, la société présente désormais, dans l'état consolidé des variations des capitaux propres, les variations pour chacune des composantes des capitaux propres. Une nouvelle composante, Cumul des autres éléments du résultat étendu, a été ajoutée aux capitaux propres de la société à la suite de l'adoption de cette nouvelle norme.

Instruments financiers

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés, sont constatés au bilan, et ils sont initialement comptabilisés à leur juste valeur. Les actifs financiers sont classés dans les catégories suivantes : placements détenus à des fins de transaction, placements détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances ou actifs financiers disponibles à la vente. Les passifs financiers sont classés soit comme passifs détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers. Par la suite, ils seront évalués en fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés.

Les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont conclus dans le but de générer un profit et sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés. Ces instruments financiers sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les résultats. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode de l'intérêt effectif. La société ne détenait aucun instrument financier de ce type au 31 mars 2007. Les prêts et les créances sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. Le bénéfice tiré de ces actifs est inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Les autres passifs financiers qui ne sont pas classés comme étant détenus à des fins de transaction sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode de l'intérêt effectif. Les intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Charges financières et Charges financières des coentreprises.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (contrat hôte) sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités

sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé intégré sont incluses dans les résultats. Tous les instruments dérivés autres que ceux qui sont admissibles aux exceptions d'achats et de ventes dans le cours normal sont inscrits au bilan à leur juste valeur. La société a déterminé que date de transition pour les instruments dérivés intégrés était le 1^{er} janvier 2003.

Les coûts de transaction sont les coûts différentiels directement attribuables à l'acquisition, à l'émission ou à la cession d'un instrument financier. Le 1^{er} janvier 2007, la société a commencé à porter les coûts de transaction liés à la dette à long terme en réduction de la dette connexe et à amortir ces coûts selon la méthode de l'intérêt effectif. Auparavant, la société amortissait les coûts selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des titres de créance. Cette modification de convention n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers de la société. Au premier trimestre de 2007, le montant imputé au bénéfice net pour l'amortissement des coûts de transaction selon la méthode de l'intérêt effectif n'était pas important.

Selon le mode de comptabilisation des activités réglementées de la société, les gains ou les pertes découlant de variations de la juste valeur des instruments financiers faisant partie des activités réglementées sont inclus dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

Couvertures

La nouvelle norme précise dans quelles circonstances la comptabilité de couverture est autorisée, comment procéder et où en constater les incidences. La nouvelle norme préconise trois types précis de relations de couverture : couvertures de la juste valeur, couvertures des flux de trésorerie et couvertures d'un investissement net dans des établissements étrangers autonomes.

Dans le cadre de la gestion de ses actifs et de ses passifs, la société a recours aux instruments dérivés pour les positions de couverture afin de réduire le risque de crédit et le risque de marché auxquels elle est exposée. La société désigne certains instruments dérivés en tant que couvertures et elle prépare les documents requis au moment de l'entrée en vigueur du contrat de couverture. La société évalue, au moment de leur entrée en vigueur et durant la durée du contrat, les instruments dérivés utilisés en tant que couverture afin d'établir s'ils sont efficaces pour contrebalancer les risques liés aux justes valeurs ou aux flux de trésorerie de l'instrument financier couvert. Tous les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à leur juste valeur puis rajusté à leur juste valeur à la date de chaque bilan.

Les couvertures de la juste valeur sont essentiellement des swaps de taux d'intérêt qui servent à atténuer l'incidence des variations de la juste valeur des instruments financiers à long terme et à taux fixe en raison des fluctuations des taux d'intérêt sur les marchés. Les variations de la valeur des couvertures de la juste valeur sont constatées dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits respectivement pour les couvertures de taux d'intérêt et les couvertures de taux de change. Les gains ou les pertes découlant de l'absence d'efficacité sont immédiatement imputés au bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente.

La société a recours à des couvertures de flux de trésorerie pour réduire le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base. La partie efficace des variations de la valeur des couvertures de flux de trésorerie est constatée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute partie inefficace et les montants exclus des critères d'efficacité des couvertures sont imputés aux résultats, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Les gains

ou les pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie qui ont été inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constatés dans le bénéfice net lorsque l'opération sous-jacente a eu lieu ou lorsqu'il devient improbable qu'elle ait lieu. Les opérations de couverture de la variabilité des flux de trésorerie futurs de la société ont une durée maximale de dix ans.

La société effectue des opérations de couverture du risque de change lié aux placements dans des établissements étrangers autonomes à l'aide de certains swaps de devises, contrats de change à terme et options. Ces instruments financiers sont rajustés à leur juste valeur, et la partie efficace des gains ou des pertes liés à ces rajustements est incluse dans les autres éléments du résultat étendu. De plus, la société a recours, pour couvrir son placement net, à des titres de créance libellés en dollars US qui sont évalués aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Les gains ou les pertes découlant des parties inefficaces de l'élément de couverture sont inclus dans les résultats. Les gains ou les pertes découlant de ces couvertures qui ont été inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit son investissement.

Incidence nette des modifications de conventions comptables

L'incidence nette, sur les états financiers de la société au 1^{er} janvier 2007 résultant des modifications susmentionnées apportées aux conventions comptables s'établit comme suit :

Augmentations (diminutions)
(non vérifié)
(en millions de dollars)

Autres actifs court terme	(127)
Autres actifs	(203)
Créditeurs	(29)
Montants reportés	(75)
Impôts futurs	(42)
Dettes à long terme	(85)
Dettes à long terme des coentreprises	(7)
Cumul des autres éléments de la perte étendue	(186)
Rajustement au titre du change	90
Bénéfices non répartis	4

Modifications comptables futures

Chapitre 1535 Informations à fournir concernant le capital

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires à compter de l'exercice commençant le ou après le 1^{er} octobre 2007, le nouveau chapitre 1535 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Informations à fournir concernant le capital » exige la présentation d'informations qualitatives et quantitatives au sujet des objectifs, des politiques et des procédés de la société en ce qui a trait à la gestion du capital.

Chapitre 3862 Instruments financiers – informations à fournir et chapitre 3863

Instruments financiers – présentation

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires à compter de l'exercice commençant le ou après le 1^{er} octobre 2007, les nouveaux chapitres 3862 et 3863 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* remplaceront le chapitre 3861 pour prescrire les exigences de présentation et d'informations à fournir en ce qui a trait aux instruments financiers.

Obligations contractuelles

À la suite de l'acquisition d'ANR par TCPL, les obligations d'achat futures de l'entreprise de pipelines, essentiellement les obligations au titre des contrats de location-exploitation et les obligations d'achat, se sont accrues de 152 millions de dollars entre le 31 décembre 2006 et le 31 mars 2007.

Outre les engagements susmentionnés relatifs à ANR ainsi que les paiements futurs au titre de la dette et de l'intérêt sur la dette utilisée pour l'acquisition d'ANR, il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2006 et le 31 mars 2007, y compris les paiements exigibles au cours des 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 paraissant dans le rapport annuel 2006 de TCPL.

Instruments financiers et autres instruments

Gestion des risques liés à l'intérêt, au change et à l'énergie

Durant la période de trois mois terminée le 31 mars 2007, la société détenait des positions dans les types suivants d'instruments dérivés :

- Les contrats à terme sont des contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier donné à un prix spécifié à une date future. La société a recours à des contrats à terme visant le change et les produits de base pour atténuer la volatilité respectivement des taux de change et des prix de l'électricité et du gaz.
- Les swaps sont des contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt et de devises pour atténuer les fluctuations respectivement des taux d'intérêt et des taux de change.
- Les options sont des contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée soit à n'importe quel moment durant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer les fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

La dette à long terme, les swaps de taux d'intérêt et les options sur taux d'intérêt que possède la société sont assortis d'un taux d'intérêt fixe et, par conséquent, ils sont assujettis au risque de taux d'intérêt sur les prix. La dette à long terme, les swaps de taux d'intérêt et les options sur taux d'intérêt que possède la société sont assortis d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, ils sont assujettis au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie.

La société a calculé la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt au moyen des cours du marché. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et sur le taux de change sont incluses respectivement dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'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. La

juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel est calculée au moyen des prix à terme estimatifs pour la période considérée. Conformément à la convention comptable de la société, les justes valeurs de ces instruments dérivés sont constatées dans les actifs et les passifs financiers.

Au 31 mars 2007, la société a inscrit dans le bénéfice net des pertes nettes de 4 millions de dollars (gains nets de 5 millions au 31 mars 2006) attribuables aux swaps, aux contrats à terme, aux options et aux contrats. Au 31 mars 2007, des gains non réalisés attribuables à des instruments dérivés non réglés de 52 millions de dollars (41 millions de dollars au 31 décembre 2006) et de 210 millions de dollars (39 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont inclus respectivement dans les autres actifs à court terme et dans les autres actifs. Au 31 mars 2007, des pertes non réalisées de 116 millions de dollars (144 millions de dollars au 31 décembre 2006) et de 259 millions de dollars (158 millions de dollars au 31 décembre 2006) sont incluses respectivement dans les créditeurs et dans les montants reportés.

La société a recours à des titres de créance, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options libellés en dollars US pour couvrir son placement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 31 mars 2007, la société avait désigné des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 2 771 millions de dollars (2 403 millions de dollars US) et une juste valeur de 2 948 millions de dollars (2 557 millions de dollars US) en tant qu'une partie de cette couverture et des swaps, des contrats de change à terme et des options ayant une juste valeur de 73 millions de dollars (64 millions de dollars US) en tant que couvertures de son placement net.

Gestion des autres risques

Le risque de change survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux de change. La société gère le risque de change en ayant recours à des instruments dérivés tels que des swaps de devises, des options et des contrats de change à terme. Les risques de marché représentent le risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés aux instruments financiers fluctuent en fonction de la conjoncture, notamment les taux d'intérêt, les taux de change et les prix des produits de base. Afin de gérer les risques de marché, la société négocie des positions physiques compensatrices et des instruments financiers dérivés. Le risque de liquidité est le risque qu'une entité éprouve des difficultés à faire face à ses engagements relativement à des instruments financiers. Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2006 de TCPL. Ces risques n'ont pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers de la société, et, au 31 mars 2007, ils étaient atténués par les stratégies de 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 2006. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2006 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les risques.

Risques et gestion des risques liés aux règlements environnementaux

En mars 2007, le gouvernement de l'Alberta a publié la loi intitulée *Climate Change and Emissions Management Act* ayant pour but de réduire les gaz à effet de serre à partir de juillet 2007. Le gouvernement de l'Alberta sollicite actuellement des commentaires sur les règlements proposés et de nombreuses précisions seront apportées. Le gouvernement fédéral canadien devrait publier une loi semblable dans un proche avenir. Puisque de telles mesures législatives pourraient avoir des

répercussions importantes pour l'industrie de l'énergie, la société continue d'évaluer et de surveiller les incidences sur les entreprises de TCPL.

Contrôles et procédés

Au 31 mars 2007, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la Securities and Exchange Commission (SEC) aux États-Unis. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information étaient efficaces au 31 mars 2007.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TCPL, à l'égard de la communication 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 la communication de l'information financière de TCPL. En ce qui a trait aux acquisitions récentes, la société n'a pas encore déterminé si elle devait demander ou non l'exemption permise en vertu de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002*.

Principales conventions comptables et estimations comptables critiques

Étant donné que l'établissement de la valeur de certains actifs, passifs, produits et charges dépend d'événements futurs, la préparation des états financiers consolidés de la société exige le recours à des estimations et à des hypothèses qui requièrent un degré élevé de jugement.

Les principales conventions comptables et estimations comptables critiques de TCPL sont l'utilisation du mode de comptabilisation prescrit par réglementation pour comptabiliser les activités réglementées de la société et les politiques adoptées par la société pour comptabiliser les instruments dérivés et la dotation à l'amortissement. Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les nouvelles normes comptables se rapportant aux instruments financiers et aux couvertures, dont il est question sous la rubrique « Modifications de conventions comptables » du présent rapport de gestion. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2006 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions et estimations comptables de la société.

Perspectives

Exclusion faite de rajustements d'impôts sur les bénéfices de 15 millions de dollars constatés au premier trimestre de 2007, les perspectives de la société sont essentiellement inchangées depuis l'information fournie dans le rapport annuel 2006 de la société. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2006 de TCPL.

Les cotes de crédit que DBRS, Moody's Investors Services et Standard & Poor's accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A avec perspectives stables, A2 avec perspectives stables, et A- avec perspectives stables.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Pipelines détenus en propriété exclusive

Réseau principal au Canada

En février 2007, TCPL a conclu, pour le réseau principal au Canada, un règlement tarifaire pluriannuel pour la période allant de 2007 à 2011.

TCPL et ses parties prenantes ont convenu que le coût du capital tiendrait compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, selon ce qui a été déterminé d'après la formule du taux de rendement de l'avoir des actionnaires de l'ONÉ, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %, une hausse comparativement au ratio antérieur de 36 %. Le reste de la structure des capitaux se composera de titres de créance de premier rang à la suite du rachat convenu des titres privilégiés de 460 millions de dollars US faisant actuellement partie de la base tarifaire du réseau principal au Canada.

Le règlement établit en outre certains éléments des coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chaque année de sa durée d'application. Toute variation entre les coûts d'exploitation d'entretien et d'administration réels et ceux convenus dans le règlement sera imputable à TCPL entre 2007 et 2009. Les variations de certains éléments de ces coûts seront partagées également entre TCPL et ses clients en 2010 et en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits seront comptabilisés selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

Ces accords incitatifs fondés sur le rendement, qui sont semblables à ceux convenus dans le règlement de 2006, visent à harmoniser les intérêts des parties afin de réaliser des économies et de rehausser la valeur et, ce faisant, procurer des avantages réciproques à TCPL et à ses clients. TCPL et ses parties prenantes ont convenu de diminuer légèrement le taux d'amortissement pour la durée du règlement et de solliciter l'approbation de l'ONÉ pour mettre en suspens jusqu'en 2012 l'obligation de réaliser une étude de l'amortissement d'ici 2008.

Les droits provisoires approuvés par l'ONÉ en mars 2007 continueront de s'appliquer au service de transport du réseau principal au Canada jusqu'à ce que les droits définitifs soient approuvés par l'ONÉ aux termes du règlement en question. En mars 2007, TCPL a déposé une demande d'approbation du règlement auprès de l'ONÉ, et une décision est attendue au deuxième trimestre de 2007. Jusqu'à ce que cette décision soit connue, TCPL constatera le résultat net du réseau principal au Canada selon la formule du taux de rendement de l'ONÉ fondé sur un ratio réputé de l'avoir des actionnaires ordinaires de 36 %.

Réseau de l'Alberta

En mars 2007, l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) a approuvé les tarifs définitifs de 2007 déposés sans les modifier. Les tarifs sont en vigueur du 1^{er} avril 2007 au 31 décembre 2007 et ils tiennent compte du règlement au sujet des besoins en produits du réseau de l'Alberta de 2005-2007.

Northern Border

TCPL est devenu l'exploitant du réseau de Northern Border le 1^{er} avril 2007. TCPL détient 16 % de Northern Border par le truchement de sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP.

Réseaux de la Colombie-Britannique et de Foothills

En février 2007, l'ONÉ a approuvé l'intégration du réseau de la Colombie-Britannique à celui de Foothills. En mars 2007, l'ONÉ a approuvé les documents de conformité déposés qui confirment que le 1^{er} avril 2007 est la date d'entrée en vigueur du transfert et qui présentent les tarifs définitifs pour 2007.

Réseau de Gas Transmission Northwest

TCPL a déposé pour le réseau de Gas Transmission Northwest un dossier tarifaire auprès de la FERC. En janvier 2007, TCPL a reçu une ordonnance de procédure de la FERC établissant un calendrier pour la tenue de l'audience sur les tarifs du réseau, qui devrait commencer le 31 octobre 2007. En avril 2007, la société a entamé avec ses clients et la FERC des discussions en vue d'un règlement.

Le 1^{er} janvier 2007, GTN a majoré ses tarifs de transport conformément à l'ordonnance de suspension du 31 juillet 2006. Les produits supplémentaires recueillis sont assujettis à un remboursement en fonction de l'issue de l'audience sur le dossier tarifaire de GTN. Jusqu'à ce que la FERC approuve les tarifs, la société constate une provision pour un remboursement tarifaire égal à la différence entre les produits tirés du transport selon les nouveaux tarifs de GTN et les tarifs qui étaient en vigueur avant le 1^{er} janvier 2007.

Expansion de North Baja Pipeline

North Baja Pipeline, société détenue par TCPL, a présenté auprès de la FERC une demande d'expansion et de révision de son réseau actuel afin de faciliter l'importation de GNL regazéifié en provenance du Mexique et à destination des marchés de la Californie et de l'Arizona. La FERC a rendu une décision préliminaire approuvant tous les aspects de la proposition de North Baja autres que ceux liés aux questions environnementales, lesquels feront l'objet d'une ordonnance future. TCPL prévoit que l'énoncé des incidences environnementales définitif sera terminé et que la FERC rendra l'ordonnance finale autorisant le projet d'ici le milieu de 2007.

Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie

En mars 2007, les promoteurs du gazoduc de la vallée du Mackenzie (GVM) ont déposé auprès de l'ONÉ et d'un comité d'examen conjoint (CEC) des estimations du coût en capital révisées. Ces estimations comprennent 3,5 milliards de dollars pour le réseau de collecte de gaz, 7,8 milliards de dollars pour le gazoduc et 4,9 milliards de dollars pour la mise en valeur des champs gaziers du promoteur. Une autre mise à jour sur le projet devrait être déposée en juin 2007, et elle décrira de façon plus détaillée des rajustements et des améliorations au projet.

Les promoteurs du GVM continuent de participer à des audiences publiques convoquées par le CEC afin d'évaluer le projet sous ses aspects socioéconomique et environnemental. La conclusion de ces audiences réglementaires est prévue pour la deuxième moitié de 2007, et le rapport du CEC sera présenté par la suite.

Projet de gazoduc de la route de l'Alaska

TCPL poursuit les pourparlers avec les producteurs du versant Nord de l'Alaska. Le gouvernement de l'État de l'Alaska a déposé la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (AGIA) qui dictera la marche à suivre pour cette partie du projet de gazoduc en Alaska. La législature de l'État de l'Alaska étudie actuellement le projet de loi, et les modalités définitives devraient être établies vers le mois de juin 2007. Si l'AGIA était adoptée sans modifications, l'État devrait choisir un détenteur de permis pour le projet vers la fin de 2007.

Énergie

Broadwater

Broadwater est un partenariat entre TCPL et Shell US Gas & Power pour la construction d'une installation de GNL, Broadwater, dans les eaux du détroit de Long Island sur la côte de l'État de New York. TCPL prévoit que la FERC diffusera un énoncé des incidences environnementales définitif durant le troisième trimestre de 2007. L'État de New York devrait rendre, durant la même période, sa décision au sujet du projet de Broadwater, à savoir s'il cadre avec ses politiques de gestion des zones côtières.

Renseignements sur les actions

Au 31 mars 2007, TCPL compte 522 070 549 actions ordinaires émises et en circulation en faveur de TransCanada Corporation.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2007	2006				2005		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	2 249	2 091	1 850	1 685	1 894	1 771	1 494	1 449
Bénéfice net								
Activités poursuivies	263	268	293	244	244	349	428	199
Activités abandonnées	-	-	-	-	28	-	-	-
	263	268	293	244	272	349	428	199
Données sur les actions ordinaires								
Bénéfice net par action – de base et dilué								
Activités poursuivies	0,50 \$	0,56 \$	0,60 \$	0,51 \$	0,50 \$	0,72 \$	0,89 \$	0,41 \$
Activités abandonnées	-	-	-	-	0,06	-	-	-
	0,50 \$	0,56 \$	0,60 \$	0,51 \$	0,56 \$	0,72 \$	0,89 \$	0,41 \$

(1) Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada. Certains chiffres comparatifs ont été réajustés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice courant.

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Pour le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel, les produits ainsi que le 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 cours d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus et des 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 deuxième trimestre de 2005 comprend un montant de 21 millions de dollars (13 millions de dollars en rapport avec 2004 et 8 millions de dollars en rapport avec 2005), en raison de la décision de l'ONÉ au sujet de la demande tarifaire (deuxième phase) de 2004 pour le réseau principal au Canada. Le 1^{er} avril 2005, TCPL a conclu l'acquisition auprès de USGen New England, Inc. des actifs de production hydroélectrique de TC Hydro. Les produits tirés des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de Bruce Power ont diminué comparativement à ceux des trimestres antérieurs en raison de l'incidence prolongée des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et de travaux d'entretien correctif à la suite d'une panne du sixième réacteur du fait qu'un transformateur a pris feu.

- Le résultat net du troisième trimestre de 2005 comprend un gain de 193 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de la société dans S.E.C. TransCanada Électricité. En outre, les produits tirés des placements comptabilisés à la valeur de consolidation de Bruce Power se sont accrus comparativement à ceux des trimestres antérieurs en raison de la hausse des prix réalisés pour l'électricité et d'une légère augmentation des volumes de production.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2005 comprend un gain de 115 millions de dollars après les impôts lié à la vente de P.T. Paiton Energy Company. De plus, compte tenu de la création de Bruce A, les résultats de Bruce Power ont été consolidés sur une base proportionnelle à partir du 31 octobre 2005.
- Le résultat net du premier trimestre de 2006 comprend un règlement de 18 millions de dollars après les impôts reçu dans le cadre de la faillite d'un ancien expéditeur sur le réseau de Gas Transmission Northwest. De plus, le résultat net du secteur de l'énergie comprend la contribution découlant de la CAE de Sheerness, visant 756 MW, acquise le 31 décembre 2005.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2006 comprend des économies d'impôts futurs de 33 millions de dollars (23 millions de dollars pour le secteur de l'énergie et 10 millions de dollars pour le secteur Siège social) découlant de réductions des taux fédéraux et provinciaux d'imposition des sociétés au Canada. Le résultat du secteur des pipelines comprend un gain de 13 millions de dollars après les impôts lié à la vente de la participation de commandité détenue par la société dans Northern Border Partners, L.P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2006 tient compte d'une économie d'impôts sur les bénéfices d'environ 50 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales, et des modifications des estimations.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2006 comprend des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant de quelque 12 millions de dollars.
- Le résultat net du premier trimestre de 2007 comprend des rajustements d'impôts positifs d'environ 15 millions de dollars. De plus, le résultat net de l'entreprise de pipelines comprend la contribution découlant de l'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes depuis le 22 février 2007.

États consolidés des résultats

Trimestres terminés les 31 mars

(non vérifié)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2007	2006
Produits	2 249	1 894
Charges d'exploitation		
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	732	537
Achats de produits de base revendus	576	505
Amortissement	290	257
	1 598	1 299
Bénéfice d'exploitation	651	595
Autres charges (produits)		
Charges financières	239	203
Charges financières des coentreprises	21	21
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(6)	(18)
Intérêts créditeurs et autres produits	(24)	(49)
	230	157
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	421	438
Impôts sur les bénéfices		
Exigibles	167	210
Futurs	(37)	(41)
	130	169
Participations sans contrôle		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	17	13
Autres	5	6
	22	19
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	269	250
Bénéfice net découlant des activités abandonnées	-	28
Bénéfice net	269	278
Dividendes sur les actions privilégiées	6	6
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires	263	272
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires		
Activités poursuivies	263	244
Activités abandonnées	-	28
	263	272

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

Trimestres terminés les 31 mars
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	2007	2006
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	269	250
Amortissement	290	257
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation en excédent des distributions reçues	(6)	(4)
Impôts futurs	(37)	(41)
Participations sans contrôle	22	19
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges	12	(2)
Autres	29	37
	579	516
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	41	(1)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	620	515
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(306)	(303)
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	(4 265)	-
Montants reportés et autres	(43)	(9)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(4 614)	(312)
Activités de financement		
Dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	(162)	(155)
Avances de la société mère	756	-
Distributions versées aux participations sans contrôle	(10)	(10)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	502	(633)
Dette à long terme émise	1 362	878
Remboursement de la dette à long terme	(325)	(140)
Dette à long terme émise par des coentreprises	12	2
Remboursement de la dette à long terme des coentreprises	(12)	(6)
Parts de société en nom collectif émises par une filiale	348	-
Actions ordinaires émises	1 472	-
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	3 943	(64)
Incidence des modifications du taux de change sur l'encaisse et les placements à court terme		
	(3)	2
(Diminution) augmentation de l'encaisse et des placements à court terme		
	(54)	141
Encaisse et placements à court terme		
Au début de la période	401	212
Encaisse et placements à court terme		
À la fin de la période	347	353
Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Impôts sur les bénéfices payés	87	217
Intérêts payés	273	199

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

(non vérifié) (en millions de dollars)	31 mars 2007	31 décembre 2006
ACTIF		
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme	347	401
Débiteurs	1 135	1 001
Stocks	478	392
Autres	116	297
	<u>2 076</u>	<u>2 091</u>
Placements à long terme	76	71
Immobilisations corporelles	24 181	21 487
Écart d'acquisition	2 878	281
Autres éléments d'actif	1 888	1 978
	<u>31 099</u>	<u>25 908</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	968	467
Créditeurs	2 416	1 582
Intérêts courus	278	264
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	494	616
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an des coentreprises	137	142
	<u>4 293</u>	<u>3 071</u>
Montants reportés	1 097	1 029
Impôts futurs	1 216	876
Dette à long terme	12 945	10 887
Dette à long terme des coentreprises	864	1 136
Titres privilégiés	530	536
	<u>20 945</u>	<u>17 535</u>
Participations sans contrôle		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	634	287
Autres	83	79
	<u>717</u>	<u>366</u>
Capitaux propres		
Actions privilégiées	389	389
Actions ordinaires	6 184	4 712
Surplus d'apport	278	277
Bénéfices non répartis	2 804	2 719
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(218)	(90)
	<u>9 437</u>	<u>8 007</u>
	<u>31 099</u>	<u>25 908</u>

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en millions de dollars)	2007	2006
Bénéfice net	263	272
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts		
Variation des gains et des pertes de change sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(37)	(1)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	9	(3)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures des flux de trésorerie ⁽³⁾	(1)	
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures des flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	(3)	
Autres éléments du résultat étendu de la période	(32)	(4)
Résultat étendu de la période	231	268

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 5 millions de dollars (charge fiscale de 1 million de dollars en 2006).

(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 5 millions de dollars (charge fiscale de 2 millions de dollars en 2006).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 5 millions de dollars.

(4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 2 millions de dollars.

(5) Au cours des 12 prochains mois, la société prévoit reclasser dans le bénéfice net un montant de 86 millions de dollars (60 millions de dollars après les impôts) au titre des pertes nettes réalisées des couvertures de flux de trésorerie.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres

Trimestres terminés les 31 mars
(non vérifié)
(en millions de dollars)

	2007	2006
Actions privilégiées	389 \$	389 \$
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	4 712	4 712
Produit de l'émission d'actions ordinaires	1 472	-
Produit de l'émission d'actions à la levée d'options sur actions	-	-
Solde à la fin de la période	6 184	4 712
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	277	275
Émission d'options sur actions	1	-
Solde à la fin de la période	278	275
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	2 719	2 267
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	4	
Bénéfice net	269	278
Dividendes sur les actions privilégiées	(6)	(6)
Dividendes sur les actions ordinaires	(182)	(156)
Solde à la fin de la période	2 804	2 383
Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices		
Solde au début de la période	(90)	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	(96)	
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers	(28)	(4)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés à titre de couvertures des flux de trésorerie	(1)	
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés à titre de couvertures des flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures	(3)	
Solde à la fin de la période	(218)	(94)
Total des capitaux propres	9 437 \$	7 665 \$

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 annuels de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, exception des changements indiqués ci-après. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les rajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. 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 de 2006 compris dans le rapport annuel 2006 de TCPL. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Pour le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel, les produits ainsi que le 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 cours d'un même exercice, et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des arrêts d'exploitation prévus et imprévus et des éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Étant donné que la détermination de la valeur 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 de conventions comptables

Modifications en 2007

Le 1^{er} janvier 2007, la société a adopté les nouvelles exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* à l'égard du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation », du chapitre 3865 intitulé « Couvertures », du chapitre 3861 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir et présentation », du chapitre 1530 intitulé « Résultat étendu », du chapitre 3251 intitulé « Capitaux propres » et du chapitre 1506 intitulé « Modifications

comptables ». Les rajustements aux états financiers consolidés du premier trimestre de 2007 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires de ces nouvelles normes.

Instruments financiers

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés, sont constatés au bilan, et ils sont initialement comptabilisés à leur juste valeur. Les actifs financiers sont classés dans les catégories suivantes : placements détenus à des fins de transaction, placements détenus jusqu'à leur échéance, prêts et créances ou actifs financiers disponibles à la vente. Les passifs financiers sont classés soit comme passifs détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers. Par la suite, ils seront évalués en fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés.

Les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont conclus dans le but de générer un profit et sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés. Ces instruments financiers sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les résultats. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode de l'intérêt effectif. La société ne détenait aucun instrument financier de ce type au 31 mars 2007. Les prêts et les créances sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode de l'intérêt effectif. La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. Les produits touchés sur ces actifs sont inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Les autres passifs financiers qui ne sont pas classés comme étant détenus à des fins de transaction sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode de l'intérêt effectif. Les intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Charges financières et Charges financières des coentreprises.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (contrat hôte) sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Les variations de la juste valeur sont incluses dans les résultats. Tous les instruments dérivés autres que ceux qui sont admissibles aux exceptions d'achats et de ventes dans le cours normal sont inscrits au bilan à leur juste valeur. La société a déterminé que date de transition pour les instruments dérivés intégrés était le 1^{er} janvier 2003.

Les coûts de transaction sont les coûts différentiels directement attribuables à l'acquisition, à l'émission ou à la cession d'un instrument financier. Le 1^{er} janvier 2007, la société a commencé à porter les coûts de transaction liés à la dette à long terme en réduction de la dette connexe et a amortir ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Auparavant, la société amortissait les coûts selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée des titres de créance. Cette modification de convention n'a eu aucune incidence importante sur les états financiers de la société. Au premier trimestre de 2007, le montant imputé au bénéfice net pour l'amortissement des coûts de transaction selon la méthode de l'intérêt effectif n'était pas important.

Selon le mode de comptabilisation des activités réglementées de la société, les gains ou les pertes découlant de variations de la juste valeur des instruments financiers faisant partie des activités réglementées sont inclus dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

Couvertures

La nouvelle norme précise dans quelles circonstances la comptabilité de couverture est autorisée, comment procéder et où en constater les incidences. La nouvelle norme préconise trois types précis de relations de couverture : couvertures de la juste valeur, couvertures des flux de trésorerie et couvertures d'un investissement net dans des établissements étrangers autonomes.

Dans le cadre de la gestion de ses actifs et de ses passifs, la société a recours aux instruments dérivés pour les positions de couverture afin de réduire le risque de crédit et le risque de marché auxquels elle est exposée. La société désigne certains instruments dérivés en tant que couvertures et elle prépare les documents requis au moment de l'entrée en vigueur du contrat de couverture. La société évalue, au moment de leur entrée en vigueur et durant la durée du contrat, les instruments dérivés utilisés en tant que couverture afin de déterminer s'ils sont efficaces pour contrebalancer les risques liés aux justes valeurs ou aux flux de trésorerie de l'instrument financier couvert. Tous les instruments dérivés sont initialement comptabilisés à leur juste valeur puis rajusté à leur juste valeur à la date de chaque bilan.

Les couvertures de la juste valeur sont essentiellement des swaps de taux d'intérêt qui servent à atténuer l'incidence des variations de la juste valeur des instruments financiers à long terme et à taux fixe en raison des fluctuations des taux d'intérêt sur les marchés. Les variations de la valeur des couvertures de la juste valeur sont constatées dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits respectivement pour les couvertures de taux d'intérêt et les couvertures de taux de change. Les gains ou les pertes découlant de l'absence d'efficacité sont immédiatement imputés au bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente.

La société a recours à des couvertures de flux de trésorerie pour réduire le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base. La partie efficace des variations de la valeur des couvertures de flux de trésorerie est constatée dans les autres éléments du résultat étendu. Toute partie inefficace et les montants exclus des critères d'efficacité des couvertures sont imputés aux résultats, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Les gains ou les pertes découlant des couvertures de flux de trésorerie qui ont été inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont constatés dans le bénéfice net lorsque l'opération sous-jacente a eu lieu ou qu'il devient probable qu'elle aura lieu. Les opérations de couverture de la variabilité des flux de trésorerie futurs de la société ont une durée maximale de dix ans.

La société effectue des opérations de couverture du risque de change lié aux placements dans des établissements étrangers autonomes à l'aide de certains swaps de devises, contrats de change à terme et options. Ces instruments financiers sont rajustés à leur juste valeur, et la partie efficace des gains ou des pertes liés à ces rajustements est incluse dans les autres éléments du résultat étendu. De plus, la société a recours, pour couvrir son placement net, à certains titres de créance à long terme libellés en dollars US qui sont évalués aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice. Les gains ou les pertes découlant des parties inefficaces de l'élément de couverture sont inclus dans les résultats. Les gains ou les pertes découlant de ces couvertures qui ont été inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit son investissement.

Résultat étendu et capitaux propres

Les états financiers de la société comprennent un état consolidé du résultat étendu. En outre, tel que l'exige le chapitre 3251, la société présente désormais, dans l'état consolidé des variations des capitaux propres, les variations pour chacune des composantes des capitaux propres. Une nouvelle composante, Cumul des autres éléments du résultat étendu, a été ajoutée aux capitaux propres de la société à la suite de l'adoption de cette nouvelle norme.

Incidence nette des modifications de conventions comptables

L'incidence nette, sur les états financiers de la société au 1^{er} janvier 2007 résultant des modifications susmentionnées apportées aux conventions comptables s'établit comme suit :

Augmentations (diminutions)
(non vérifié)
(en millions de dollars)

Autres actifs court terme	(127)
Autres actifs	(203)
Créditeurs	(29)
Montants reportés	(75)
Impôts futurs	(42)
Dettes à long terme	(85)
Dettes à long terme des coentreprises	(7)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(186)
Rajustement au titre du change	90
Bénéfices non répartis	4

Modifications comptables futures

Chapitre 1535 Informations à fournir concernant le capital

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires à compter de l'exercice commençant le ou après le 1^{er} octobre 2007, le nouveau chapitre 1535 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* intitulé « Informations à fournir concernant le capital » exige la présentation d'informations qualitatives et quantitatives au sujet des objectifs, des politiques et des procédés de la société en ce qui a trait à la gestion du capital.

Chapitre 3862 Instruments financiers – informations à fournir et chapitre 3863 Instruments financiers - présentation

À l'égard des états financiers annuels et intermédiaires à compter de l'exercice commençant le ou après le 1^{er} octobre 2007, les nouveaux chapitres 3862 et 3863 du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* remplaceront le chapitre 3861 pour prescrire les exigences de présentation et d'informations à fournir en ce qui a trait aux instruments financiers.

3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié - en millions de dollars)	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Produits	1 124	977	1 125	917	-	-	2 249	1 894
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(383)	(317)	(347)	(219)	(2)	(1)	(732)	(537)
Achats de produits de base revendus	-	-	(576)	(505)	-	-	(576)	(505)
Amortissement	(251)	(226)	(39)	(31)	-	-	(290)	(257)
	<u>490</u>	<u>434</u>	<u>163</u>	<u>162</u>	<u>(2)</u>	<u>(1)</u>	<u>651</u>	<u>595</u>
Charges financières et participations sans contrôle	(217)	(192)	1	-	(51)	(36)	(267)	(228)
Charges financières des coentreprises	(16)	(14)	(5)	(7)	-	-	(21)	(21)
Quote-part du bénéfice tirée des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	18	-	-	-	-	6	18
Intérêts créditeurs et autres produits	7	32	3	2	14	15	24	49
Impôts sur les bénéfices	(115)	(121)	(56)	(57)	41	9	(130)	(169)
Bénéfice découlant des activités poursuivies	<u>155</u>	<u>157</u>	<u>106</u>	<u>100</u>	<u>2</u>	<u>(13)</u>	<u>263</u>	<u>244</u>
Bénéfice découlant des activités abandonnées							-	28
Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires							<u>263</u>	<u>272</u>

Total de l'actif

(non vérifié - en millions de dollars)

	31 mars 2007	31 décembre 2006
Pipelines	23 764	18 320
Énergie	6 292	6 500
Siège social	1 043	1 088
	<u>31 099</u>	<u>25 908</u>

4. Acquisitions et cessions

ANR et Great Lakes

En février 2007, TCPL a fait l'acquisition, auprès d'El Paso Corporation, d'American Natural Resources Company et d'ANR Storage Company (collectivement, ANR) ainsi que d'une participation supplémentaire de 3,55 % dans Great Lakes au prix d'environ 3,4 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats d'ANR et de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit.

Ventilation du prix d'achat

(non vérifié)

(en millions de dollars US)

	ANR	Great Lakes	Total
Actif à court terme	260	4	264
Immobilisations corporelles	1 871	35	1 906
Autres actifs à long terme	84	-	84
Écart d'acquisition	1 759	21	1 780
Passif à court terme	(169)	(3)	(172)
Dettes à long terme	(475)	(16)	(491)
Autres passifs à long terme	(441)	(13)	(454)
	<u>2 889</u>	<u>28</u>	<u>2 917</u>

La ventilation provisoire du prix d'achat a été effectuée à l'aide des justes valeurs des actifs nets à la date d'acquisition. Puisque les droits d'ANR et de Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques, il a été déterminé que les actifs nets réglementés, autres que le gaz détenu à des fins de vente, ont une juste valeur égale à leurs valeurs établies en fonction de la réglementation des tarifs.

L'écart d'acquisition sera évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur du transport de gaz en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération n'est pas amortissable aux fins de l'impôt.

Acquisition de Great Lakes par PipeLines LP

En février 2007, PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation une participation de 46,45 % dans Great Lakes au prix d'environ 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit.

Ventilation du prix d'achat

(non vérifié)

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	42
Immobilisations corporelles	465
Autres actifs à long terme	1
Écart d'acquisition	457
Passif à court terme	(23)
Dettes à long terme	(209)
	<u>733</u>

La ventilation provisoire du prix d'achat a été effectuée à l'aide des justes valeurs des actifs nets à la date d'acquisition. Puisque les droits Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques, il a été déterminé que les actifs nets réglementés, autres que le gaz détenu à des fins de vente, ont une juste valeur égale à leurs valeurs établies en fonction de la réglementation des tarifs.

L'écart d'acquisition sera évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur du transport de gaz en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt.

PipeLines LP

En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 \$ US la part, dont 50 % des parts ont été achetés par TCPL au prix de 300 millions de dollars US. De plus, TCPL a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. À la suite de ces placements supplémentaires dans PipeLines LP, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 32,1 % le 22 février 2007. Au total, le placement privé et l'investissement supplémentaire de TCPL ont donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP; il a servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes.

5. Billets à payer et dette à long terme

En mars 2007, TCPL a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'offrir respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US.

Le 20 mars 2007, ANR Pipeline Company a informé la Bourse de New York de son intention de retirer volontairement l'inscription des débentures 9,625 % échéant en 2021, des débentures 7,375 % échéant en 2024 et des débentures 7,0 % échéant en 2025. À la suite de ces radiations de la cote, en date du 12 avril 2007, ANR Pipeline Company a radié ces titres de l'inscription auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) des États-Unis.

En février 2007, la société prélevé 1,5 milliard de dollars et 700 millions de dollars US sur un prêt-relais d'un an de 2,2 milliards de dollars US pour financer en partie l'acquisition d'ANR et de Great Lakes. L'intérêt est imputé à un taux variable fondé sur le TIOL. Au 31 mars 2007, le solde impayé de cette facilité de crédit était de 488 millions de dollars US.

En février 2007 également, par l'entremise d'une filiale détenue en propriété exclusive, la société a prélevé 1,0 milliard de dollars US sur une facilité de crédit nouvellement établie se composant d'un emprunt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US d'une facilité de crédit renouvelable et reportable de cinq ans de 300 millions de dollars US. L'intérêt est imputé à un taux variable fondé sur le TIOL. Ces fonds, ainsi que les 100 millions de dollars US supplémentaires prélevés sur une marge de crédit à vue, ont servi à financer en partie l'acquisition d'ANR et de Great Lakes et à investir des sommes supplémentaires dans PipeLines LP. Au 31 mars 2007, le solde impayé de la facilité de crédit est de 1,0 milliard de dollars US et celui de la marge de crédit à vue est de 85 millions de dollars US.

Le 22 février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant prévu à son accord relativement à la facilité de crédit renouvelable consortiale et l'emprunt à terme relativement à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la réalisation de l'acquisition de Great Lakes. L'intérêt a été imputé à un taux variable fondé sur le TIOL.

6. Capital-actions

En février et en mars 2007, TCPL a émis respectivement 34 210 526 et 4 515 914 actions ordinaires en faveur de TransCanada au prix de 38,00 \$ chacune. Le produit brut d'environ 1,5 milliard de dollars a servi à financer l'acquisition d'ANR et de Great Lakes.

7. Instruments financiers et gestion des risques

Les valeurs comptables des actifs et des passifs financiers présentées aux bilans consolidés se rapprochent de leurs justes valeurs, exception faite de la dette à long terme. La juste valeur de la dette à long terme au 31 mars 2007 se rapproche du montant déclaré au 31 décembre 2006.

Les justes valeurs des instruments financiers compris dans les postes Autres actifs à court terme, Autres actifs, Crédoiteurs et Montants reportés au 31 mars 2007 s'établissent comme suit.

Information sommaire sur les instruments financiers ^{(1) (2)}

(non vérifié)

(en millions de dollars)

31 mars 2007

	Juste valeur
ACTIFS FINANCIERS ⁽³⁾	
Détenus à des fins de transaction ^{(4) (5)}	119
Emprunts et débiteurs	236
Disponibles à la vente ⁽⁴⁾	15
Total	370
Couvertures ⁽⁶⁾	
Couvertures des flux de trésorerie	69
Couvertures de la juste valeur	1
Couvertures des placements, montant net	73
Total	143
	513
PASSIFS FINANCIERS ⁽⁷⁾	
Détenus à des fins de transaction ^{(4) (5)}	135
Autres passifs financiers	73
Total	208
Couvertures ⁽⁶⁾	
Couvertures des flux de trésorerie	240
	448

(1) Comprend les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités réglementées de la société à leurs valeurs réglementaires.

(2) Le bénéfice net consolidé du trimestre terminé le 31 mars 2007 comprend des pertes nettes de 4 millions de dollars liées aux rajustements de la juste valeur des actifs et des passifs financiers.

(3) Au 31 mars 2007, les autres actifs à court terme comprennent des actifs financiers détenus à des fins de transaction de 20 millions de dollars et des couvertures des flux de trésorerie de 32 millions de dollars. Pour le reste, les actifs financiers sont inclus dans les autres actifs.

(4) Au 31 décembre 2006, les autres actifs comprenaient des instruments financiers de 14 millions de dollars et de 103 millions de dollars qui seraient classés en 2007 respectivement en tant que détenus à des fins de transaction et disponibles à la vente. Les montants reportés comprenaient des instruments financiers de 69 millions de dollars qui seraient classés comme détenus à des fins de transaction en 2007.

(5) Le bénéfice net consolidé du trimestre terminé le 31 mars 2007 comprend des pertes nettes de 4 millions de dollars liées aux rajustements de la juste valeur d'instruments financiers détenus à des fins de transaction.

(6) Le bénéfice net consolidé du trimestre terminé le 31 mars 2007 ne comprend aucun montant au titre de la variation de la juste valeur des couvertures des flux de trésorerie et des couvertures de la juste valeur qui n'étaient pas efficaces pour contrebalancer la variation de la juste valeur des opérations sous-jacentes.

(7) Au 31 mars 2007, les crédoiteurs comprennent des passifs financiers détenus à des fins de transactions de 8 millions de dollars et des couvertures des flux de trésorerie de 108 millions de dollars. Le reste des passifs financiers est inclus dans les montants reportés.

Gestion des risques liés à l'intérêt, au change et à l'énergie

Durant la période visée, la société détenait des positions dans les types suivants d'instruments dérivés :

Les contrats à terme sont des contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier donné à un prix spécifié à une date future. La société a recours à des contrats à terme visant le change et les produits de base pour atténuer la volatilité respectivement des taux de change et des prix de l'électricité et du gaz.

Les swaps sont des contrats entre deux parties prévoyant des échanges de taux d'intérêt ou de taux de change. La société conclut des swaps de taux d'intérêt et de devises pour atténuer les fluctuations respectivement des taux d'intérêt et des taux de change.

Les options sont des contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée soit à n'importe quel moment durant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer les fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

La dette à long terme, les swaps de taux d'intérêt et les options sur taux d'intérêt que possède la société sont assortis d'un taux d'intérêt fixe et, par conséquent, ils sont assujettis au risque de taux d'intérêt sur les prix. La dette à long terme, les swaps de taux d'intérêt et les options sur taux d'intérêt que possède la société sont assortis d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, ils sont assujettis au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie.

La société a calculé la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt au moyen des cours du marché. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel est calculée au moyen des prix à terme estimatifs pour la période considérée. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et sur le taux de change sont incluses respectivement dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Pour les besoins de la gestion de son portefeuille d'actifs, la société conclut des contrats d'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. Conformément à la convention comptable de la société, les justes valeurs de ces instruments dérivés sont constatées à titre d'actifs et de passifs financiers.

La société a recours à des titres de créance, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options libellés en dollars US pour couvrir son placement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 31 mars 2007, la société avait désigné en tant que couvertures de son placement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 2 771 millions de dollars (2 403 millions de dollars US) et une juste valeur de 2 948 millions de dollars (2 557 millions de dollars US) ainsi que des swaps, des contrats à terme et des options ayant une juste valeur de 73 millions de dollars (64 millions de dollars US).

Gestion des autres risques

Le risque de change survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés à un instrument financier fluctuent en raison des variations des taux de change. La société gère le risque de change en ayant recours à des instruments dérivés tels que des swaps de devises, des options et des contrats de change à terme. Les risques de marché représentent le risque que la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs liés aux instruments financiers fluctuent en fonction de la conjoncture, notamment les taux d'intérêt, les taux de change et les prix des produits de base. Afin de gérer les risques de marché, la société négocie des positions physiques compensatrices et des instruments financiers dérivés. Le risque de liquidité est le risque qu'une entité éprouve des difficultés à faire face à ses engagements relativement à des instruments financiers.

8. Impôts sur les bénéfices

Au premier trimestre de 2007, TCPL a comptabilisé des économies d'impôts sur les bénéfices d'environ 10 millions de dollars à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices ainsi que des économies d'impôts de 5 millions de dollars découlant d'une restructuration interne.

9. 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 terminé le 31 mars 2007 se présente comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié – en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2007	2006	2007	2006
Coût des services rendus au cours de la période	11	9	-	-
Intérêts débiteurs	17	17	1	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(19)	(18)	-	-
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	1	1
Amortissement de la perte actuarielle nette	6	7	1	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	16	16	3	4

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/Myles Dougan au 403-920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : Shela Shapiro au 403-920-2240

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