

Rapport trimestriel

Rapport de gestion

Daté du 30 avril 2009, 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 le trimestre terminé le 31 mars 2009. 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 2008 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue de la société, sur SEDAR au www.sedar.com, sous TransCanada PipeLines Limited. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. 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 2008 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 », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux actionnaires et investisseurs éventuels de TCPL de l'information sur TCPL et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans et perspectives financiers et opérationnels futurs de TCPL et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, notamment, des énoncés au sujet des perspectives commerciales et de la performance financière prévues de TCPL et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, des stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers et des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que des incidences prévues d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. 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, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en

Amérique du Nord. De par leur nature, les 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 autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent communiqué ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TCPL n'a ni l'obligation de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

Mesures non conformes aux PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TCPL utilise les mesures « résultat comparable », « bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts » (« BAI »), « BAI comparable » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies prescrites dans les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TCPL a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être en mesure de mieux comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement d'exploitation, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TCPL, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

La direction utilise les mesures « résultat comparable », « BAIIA » et « BAI » pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAI comparable comprennent respectivement le bénéfice net, le BAIIA et le BAI ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable, du BAIIA comparable et du BAI comparable, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites ainsi que certains ajustements de la juste valeur. Le tableau figurant sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAI comparable et du BAI en regard du bénéfice net. Le résultat comparable par action est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour la période visée.

Le BAIIA est une mesure approximative des flux de trésorerie liés à l'exploitation de la société. Le BAIIA représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur les bénéfices, de l'amortissement ainsi que des participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées. Le BAI est une mesure du bénéfice tiré des activités poursuivies de la société. Le BAI représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur les bénéfices ainsi que des participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à 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.

Présentation de l'information financière

Le 1^{er} janvier 2009, TCPL a révisé la présentation de l'information figurant dans les tableaux du présent rapport de gestion afin de mieux refléter la structure opérationnelle et financière de la société. Les sommaires des résultats des secteurs des pipelines et de l'énergie sont présentés géographiquement en séparant les tranches canadienne et américaine de chaque secteur. La société croit que cette nouvelle présentation décrit plus clairement la performance financière de ses entités commerciales. La nouvelle présentation fait état du BAIIA et du BAII puisque la société croit que ces mesures rehaussent la transparence de l'information et fournissent des renseignements plus utiles en ce qui a trait à la performance des actifs individuels de la société. Afin d'assurer la conformité à cette nouvelle présentation :

- certains produits et certaines charges liés à des opérations antérieurement classés à l'état consolidé des résultats en tant qu'autres charges (produits) sont désormais inclus dans les charges (produits) d'exploitation et autres;
- l'amortissement a été redéfini et il comprend 14 millions de dollars au premier trimestre de 2009 (14 millions de dollars en 2008) au titre de l'amortissement des conventions d'achat d'électricité (« CAE ») antérieurement comprises dans les produits de base revendus;
- certains frais des services de soutien qui étaient auparavant attribués aux secteurs des pipelines et de l'énergie, d'un montant de 31 millions de dollars au premier trimestre de 2009 (26 millions de dollars en 2008) seront désormais inclus dans le secteur du siège social;
- les montants liés aux intérêts et autres charges financières, aux impôts sur les bénéfices, aux intérêts créditeurs et autres produits et aux participations sans contrôle ne seront plus présentés dans le cadre des informations sectorielles.

Les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de ces modifications. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé déclaré.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAII comparable et du BAII en regard du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires

| Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en millions de dollars) | Pipelines | | Énergie | | Siège social | | Total | |
|---|------------|-------|------------|------|--------------|------|--------------|-------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| BAIIA comparable⁽¹⁾ | 871 | 802 | 290 | 287 | (30) | (22) | 1 131 | 1 067 |
| Amortissement | (260) | (254) | (86) | (56) | - | - | (346) | (310) |
| BAII comparable⁽¹⁾ | 611 | 548 | 204 | 231 | (30) | (22) | 785 | 757 |
| Postes particuliers : | | | | | | | | |
| Ajustement de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme | - | - | (13) | (17) | - | - | (13) | (17) |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine | - | 279 | - | - | - | - | - | 279 |
| Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN | - | 17 | - | - | - | - | - | 17 |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | - | (41) | - | - | - | (41) |
| BAII⁽¹⁾ | 611 | 844 | 191 | 173 | (30) | (22) | 772 | 995 |
| Intérêts débiteurs | | | | | | | (301) | (224) |
| Charges financières des coentreprises | | | | | | | (14) | (16) |
| Intérêts créditeurs et autres produits | | | | | | | 22 | 11 |
| Impôts sur les bénéfices | | | | | | | (114) | (250) |
| Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées | | | | | | | (35) | (71) |
| Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires | | | | | | | 330 | 445 |
| Postes particuliers (déduction faite des impôts) : | | | | | | | | |
| Ajustement de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme | | | | | | | 9 | 12 |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine | | | | | | | - | (152) |
| Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN | | | | | | | - | (10) |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | | | | | | | - | 27 |
| Résultat comparable⁽¹⁾ | | | | | | | 339 | 322 |

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable, le BAII et le résultat comparable.

Au premier trimestre de 2009, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de TCPL s'est chiffré à 330 millions de dollars, comparativement à 445 millions de dollars au premier trimestre de 2008. Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires a diminué de 115 millions de dollars, principalement en raison des facteurs énoncés ci-après :

- l'apport réduit du secteur des pipelines en raison des gains de 152 millions de dollars après les impôts (279 millions de dollars avant les impôts) sur les actions reçues de GTN et de Portland dans le cadre des règlements à la suite de la faillite de Calpine et du produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) reçu au premier trimestre de 2008 en règlement d'une action en justice mettant en cause GTN; l'effet de ces éléments sur les résultats du secteur des pipelines a été contrebalancé par l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur les activités du secteur des pipelines aux États-Unis;
- l'apport accru du secteur de l'énergie en raison de l'incidence favorable de la radiation de coûts de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés au titre du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater au premier trimestre de 2008 et l'apport supérieur de Bruce Power et des installations énergétiques de l'Est; ces incidences positives sur le secteur de l'énergie ont été atténuées en partie par l'apport réduit de l'entreprise de stockage de gaz naturel et des installations énergétiques aux États-Unis;
- l'apport moins élevé du secteur du siège social en raison de la hausse des coûts des services de soutien;
- l'augmentation des intérêts débiteurs à la suite de l'émission de titres de créance en 2008 et au premier trimestre de 2009, contrebalancée par la diminution de la charge fiscale compte tenu de la contraction du bénéfice avant les impôts, ainsi qu'il est commenté plus haut.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2009 s'est établi à 339 millions de dollars, comparativement à 322 millions de dollars pour la même période en 2008. Le résultat comparable des premiers trimestres de 2009 et de 2008 ne tenait pas compte des pertes non réalisées nettes de respectivement 9 millions de dollars après les impôts (13 millions de dollars avant les impôts) et de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, le résultat comparable du premier trimestre de 2008 excluait les règlements de 152 millions de dollars dans le cadre de la faillite de Calpine, le règlement de 10 millions de dollars dans le cadre de la faillite de GTN et de la radiation de coûts de 27 millions de dollars au titre du projet de GNL de Broadwater.

Le BAII comparable est passé de 757 millions de dollars au premier trimestre de 2008 à 785 millions de dollars au premier trimestre de 2009. Cette progression de 28 millions de dollars du BAII s'explique principalement par l'augmentation réalisée au sein du secteur des pipelines, annulée en partie par la régression dans les secteurs de l'énergie et du siège social. Les résultats de chaque secteur pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Pipelines

Le secteur des pipelines a généré un BAII comparable de 611 millions de dollars au premier trimestre de 2009 contre un BAII comparable de 548 millions de dollars au premier trimestre de 2008. Le BAII comparable au premier trimestre de 2008 excluait des gains de 279 millions de dollars reçus par GTN

et Portland comme règlements dans le cadre de la faillite de Calpine et le règlement de 17 millions de dollars reçu par GTN dans le cadre de la poursuite d'un fournisseur de logiciel.

Résultats du secteur des pipelines

(non vérifié)

Trimestres terminés les 31 mars

(en millions de dollars)

2009

2008

| | | |
|---|------------|-------------|
| Pipelines au Canada | | |
| Réseau principal au Canada | 284 | 290 |
| Réseau de l'Alberta | 168 | 179 |
| Foothills | 34 | 35 |
| Autres (TQM, Ventures LP) | 19 | 13 |
| BAIIA comparable des pipelines au Canada⁽¹⁾ | 505 | 517 |
| Pipelines aux États-Unis | | |
| ANR | 133 | 102 |
| GTN | 61 | 52 |
| Great Lakes | 44 | 36 |
| PipeLines LP ⁽²⁾ | 24 | 19 |
| Iroquois | 23 | 15 |
| Portland ⁽²⁾ | 14 | 12 |
| International (Tamazunchale, TransGas, INNERGY/Gas Pacifico) | 13 | 10 |
| Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽³⁾ | (3) | (5) |
| Participations sans contrôle ⁽²⁾ | 65 | 54 |
| BAIIA comparable des pipelines aux États-Unis⁽¹⁾ | 374 | 295 |
| BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾ | (8) | (10) |
| BAIIA comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾ | 871 | 802 |
| Amortissement | (260) | (254) |
| BAII comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾ | 611 | 548 |
| Postes particuliers : | | |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine ⁽⁴⁾ | - | 279 |
| Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN | - | 17 |
| BAII du secteur des pipelines⁽¹⁾ | 611 | 844 |

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable et le BAII.

(2) Les résultats de PipeLines LP et de Portland tiennent compte des participations respectives de 32,1 % et de 61,7 % de TCPL. Les participations sans contrôle tiennent compte des montants dont TCPL n'est pas redevable.

(3) Représentent les coûts liés aux pipelines au Canada et à l'étranger que la société ne détient pas en propriété exclusive.

(4) À la suite des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine, GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine dont la valeur initiale était respectivement de 154 millions de dollars et de 103 millions de dollars. Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain supplémentaire de 22 millions de dollars.

Bénéfice net des pipelines détenus en propriété exclusive au Canada*(non vérifié)**(en millions de dollars)*

Trimestres terminés les 31 mars

2009

2008

| | | |
|----------------------------|-----------|----|
| Réseau principal au Canada | 66 | 68 |
| Réseau de l'Alberta | 39 | 32 |
| Foothills | 6 | 7 |

Pipelines au Canada

Le bénéfice net du réseau principal au Canada s'est chiffré à 66 millions de dollars au premier trimestre de 2009, soit 2 millions de dollars de moins que les 68 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2008. Cette baisse s'explique surtout par la diminution de la base tarifaire moyenne et du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires établi par l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), soit 8,57 % en 2009, contre 8,71 % en 2008. Le BAIIA du premier trimestre de 2009, à 284 millions de dollars, est de 6 millions de dollars inférieur au chiffre de 290 millions de dollars constaté au premier trimestre de 2008, et ce, en raison du recul des produits compte tenu du recouvrement d'un rendement général inférieur de la base tarifaire en 2009. La diminution du bénéfice net et du BAIIA a été en partie annulée par la réduction des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta a été de 39 millions de dollars au premier trimestre de 2009, tandis qu'il avait été de 32 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2008. Il reflète l'incidence du règlement pour 2008-2009 approuvé par l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») en décembre 2008. Le BAIIA du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 168 millions de dollars au premier trimestre de 2009, comparativement à 179 millions de dollars pour le même trimestre de 2008. Ce recul provient avant tout de la baisse des produits dans le contexte de la dépréciation moins élevée approuvée dans le cadre du règlement, atténué en partie par l'accroissement du résultat par suite du règlement.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA des autres pipelines au Canada s'est chiffrée à 19 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 13 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2008. La hausse provient avant tout de la décision de l'ONÉ en mars 2009 d'augmenter le taux de rendement du capital permis de TQM pour 2007 et 2008.

Pipelines aux États-Unis

Le BAIIA d'ANR a été de 133 millions de dollars au premier trimestre de 2009, alors qu'il s'était chiffré à 102 millions de dollars au premier trimestre de 2008. La hausse de 31 millions de dollars provient principalement du raffermissement du dollar US. De plus, l'accroissement des produits tirés des nouveaux projets de croissance a été annulé en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le BAIIA de GTN s'est établi à 61 millions de dollars au premier trimestre de 2009, comparativement au chiffre de 52 millions de dollars inscrit pour la même période en 2008. La hausse de 9 millions de dollars provient principalement du raffermissement du dollar US et de la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration au premier trimestre de 2009.

Le BAIIA pour le reste des pipelines aux États-Unis, à 180 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, se compare à 141 millions de dollars pour la même période en 2008. L'augmentation est essentiellement attribuable au raffermissement du dollar US en 2009.

Données sur l'exploitation

| Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) | Réseau principal au Canada ⁽¹⁾ | | Réseau de l'Alberta ⁽²⁾ | | Foothills | | ANR ⁽³⁾ | | Réseau de GTN ⁽³⁾ | |
|---|---|-------|---------------------------------------|-------|-----------|------|--------------------|------|---------------------------------|------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Base tarifaire moyenne (en millions de dollars) | 6 590 | 7 176 | 4 586 | 4 224 | 725 | 765 | s.o. | s.o. | s.o. | s.o. |
| Volumes livrés (en Gpi ³) | | | | | | | | | | |
| Total | 1 004 | 928 | 1 018 | 1 065 | 323 | 388 | 491 | 472 | 195 | 213 |
| Moyenne quotidienne | 11,2 | 10,2 | 11,3 | 11,7 | 3,6 | 4,3 | 5,5 | 5,2 | 2,2 | 2,3 |

(1) Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les réceptions physiques en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan ont totalisé 472 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (493 Gpi³ en 2008) pour une moyenne quotidienne de 5,2 Gpi³ (5,4 Gpi³ en 2008).

(2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 909 Gpi³ pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (947 Gpi³ en 2008) pour une moyenne quotidienne de 10,1 Gpi³ (10,4 Gpi³ en 2008).

(3) La base tarifaire moyenne n'influe pas sur les résultats d'ANR et du réseau de GTN puisque ces réseaux sont exploités conformément à des modèles à tarification fixe approuvés par la FERC.

Coûts de projet capitalisés

Au 31 mars 2009, les autres actifs comprenaient des montants de 122 millions de dollars et de 49 millions de dollars relativement aux coûts capitalisés respectivement pour le projet d'expansion du réseau d'oléoducs Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et le projet de pipeline Bison.

Au 31 mars 2009, TCPL avait consenti des avances de 141 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group (« APG ») relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Des discussions avec le gouvernement canadien se poursuivent, mais le calendrier du projet demeure incertain. Advenant que les parties à la coentreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes qui s'imposent pour ce projet. Pour TCPL, cette situation pourrait entraîner la réévaluation de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

Énergie

Le BAI comparable du secteur de l'énergie au premier trimestre de 2009, à 204 millions de dollars, se compare aux 231 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2008. Il ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de respectivement 13 millions de dollars et 17 millions de dollars aux premiers trimestres de 2009 et 2008 découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. De plus, le BAI comparable du premier trimestre de 2008 excluait la radiation de coûts de 41 millions de dollars qui avaient été capitalisés au titre du projet de GNL de Broadwater.

Résultats du secteur de l'énergie*(non vérifié)**(en millions de dollars)*

Trimestres terminés les 31 mars

| | 2009 | 2008 |
|---|-------------|------|
| Installations énergétiques au Canada | | |
| Installations énergétiques de l'Ouest | 93 | 99 |
| Installations énergétiques de l'Est | 52 | 35 |
| Bruce Power | 99 | 54 |
| Frais généraux et frais d'administration et de soutien | (8) | (7) |
| BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽¹⁾ | 236 | 181 |
| Installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾ | | |
| Installations énergétiques du Nord-Est | 42 | 64 |
| Frais généraux et frais d'administration et de soutien | (12) | (9) |
| BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾ | 30 | 55 |
| Stockage de gaz naturel | | |
| Installations de stockage en Alberta | 39 | 69 |
| Frais généraux et frais d'administration et de soutien | (3) | (2) |
| BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽¹⁾ | 36 | 67 |
| BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾ | (12) | (16) |
| BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽¹⁾ | 290 | 287 |
| Amortissement | (86) | (56) |
| BAII comparable du secteur de l'énergie⁽¹⁾ | 204 | 231 |
| Postes particuliers : | | |
| Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme | (13) | (17) |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | (41) |
| BAII du secteur de l'énergie⁽¹⁾ | 191 | 173 |

⁽¹⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable et le BAII.

⁽²⁾ Comprend Ravenswood depuis août 2008.

BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾⁽²⁾

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | Trimestres terminés les 31 mars | |
|---|---------------------------------|-------|
| | 2009 | 2008 |
| Produits | | |
| Installations énergétiques de l'Ouest | 215 | 295 |
| Installations énergétiques de l'Est | 69 | 52 |
| Autres ⁽³⁾ | 49 | 17 |
| | 333 | 364 |
| Achats de produits de base revendus | | |
| Installations énergétiques de l'Ouest | (98) | (156) |
| Installations énergétiques de l'Est | - | (2) |
| Autres ⁽⁴⁾ | (46) | (13) |
| | (144) | (171) |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | (44) | (59) |
| Frais généraux et frais d'administration et de soutien | (8) | (7) |
| BAIIA comparable⁽²⁾ | 137 | 127 |

(1) Comprend la centrale de Carleton depuis novembre 2008.

(2) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable.

(3) Comprend les ventes de gaz naturel et de noir de carbone thermique.

(4) Comprend le coût du gaz naturel vendu.

Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada⁽¹⁾

| <i>(non vérifié)</i> | Trimestres terminés les 31 mars | |
|--|---------------------------------|-------|
| | 2009 | 2008 |
| Volumes des ventes (en GWh) | | |
| Offre | | |
| Électricité produite | | |
| Installations énergétiques de l'Ouest | 605 | 629 |
| Installations énergétiques de l'Est | 355 | 286 |
| Achats | | |
| CAE de Sundance A et B et de Sheerness | 2 440 | 3 359 |
| Autres achats | 185 | 315 |
| | 3 585 | 4 589 |
| Ventes | | |
| Électricité vendue à contrat | | |
| Installations énergétiques de l'Ouest | 2 053 | 3 074 |
| Installations énergétiques de l'Est | 391 | 332 |
| Électricité vendue au comptant | | |
| Installations énergétiques de l'Ouest | 1 141 | 1 183 |
| | 3 585 | 4 589 |
| Capacité disponible des centrales | | |
| Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾ | 91 % | 92 % |
| Installations énergétiques de l'Est | 97 % | 98 % |

(1) Comprend la centrale de Carleton depuis novembre 2008.

(2) Excluent les installations qui fournissent de l'électricité à TransCanada aux termes de CAE.

Le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest, à 93 millions de dollars au premier trimestre de 2009, est de 6 millions de dollars inférieur aux 99 millions de dollars inscrits au premier trimestre de

2008. Ce recul est surtout attribuable au recul des volumes d'électricité vendus sous ou sans contrat en Alberta, ce qui a fait baisser la capacité disponible des centrales aux termes des CAE, mais il a été atténué en partie par la compression des coûts par mégawatt-heure (« MWh ») aux termes des CAE.

Le BAIIA des installations énergétiques de l'Est a augmenté de 17 millions de dollars pour passer de 35 millions de dollars au premier trimestre de 2008 à 52 millions de dollars en raison de l'accroissement des produits de Bécancour et du parc éolien de Carleton de Cartier énergie éolienne entré en service en novembre 2008.

Au premier trimestre de 2009, les autres produits et les autres achats de produits de base revendus de respectivement 49 millions de dollars et 46 millions de dollars ont progressé depuis le premier trimestre de 2008 puisque la quantité de gaz naturel revendu par les installations énergétiques de l'Est a augmenté.

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 44 millions de dollars au premier trimestre de 2009, montant inférieur à celui du trimestre correspondant de 2008 qui s'explique avant tout par le recul des prix du gaz naturel des installations énergétiques de l'Ouest.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction de portefeuilles. Une partie de leurs approvisionnements est destinée à la vente sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et la quantité des volumes d'approvisionnements ultérieurement vendus sur le marché au comptant dépend de leur capacité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion de 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 64 % des volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au premier trimestre de 2009, comparativement à 72 % au premier trimestre de 2008. 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 avaient conclu, en date du 31 mars 2009, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 6 500 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2009 et 5 500 GWh d'électricité en 2010.

Les installations énergétiques de l'Est vendent principalement de l'électricité aux termes de contrats à long terme. Par conséquent, aux premiers trimestres de 2009 et de 2008, 100 % de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'ont été aux termes de contrats et cette production sera également vendue entièrement aux termes de contrats pour 2009 et 2010.

Résultats de Bruce Power**(Quote-part de TCPL)***(non vérifié) (en millions de dollars,
à moins d'indication contraire)*Trimestres terminés
les 31 mars

| | 2009 | 2008 |
|---|--------------|--------------|
| Produits ⁽¹⁾⁽²⁾ | 221 | 185 |
| Charges d'exploitation ⁽²⁾ | (122) | (131) |
| BAIIA comparable⁽³⁾ | 99 | 54 |
| BAIIA comparable de Bruce A⁽³⁾ | 41 | 35 |
| BAIIA comparable de Bruce B⁽³⁾ | 58 | 19 |
| BAIIA comparable⁽³⁾ | 99 | 54 |
| Bruce Power – Données complémentaires | | |
| Capacité disponible des centrales | | |
| Bruce A | 97 % | 93 % |
| Bruce B | 96 % | 72 % |
| Capacité cumulée de Bruce Power | 96 % | 79 % |
| Jours d'arrêts d'exploitation prévus | | |
| Bruce A | - | 7 |
| Bruce B | - | 50 |
| Jours d'arrêts d'exploitation imprévus | | |
| Bruce A | 5 | 1 |
| Bruce B | 8 | 33 |
| Volume des ventes (en GWh) | | |
| Bruce A | 1 495 | 1 496 |
| Bruce B | 2 139 | 1 624 |
| | 3 634 | 3 120 |
| Résultats par MWh | | |
| Produits de Bruce A | 63 \$ | 60 \$ |
| Produits de Bruce B | 52 \$ | 56 \$ |
| Produits cumulés de Bruce Power | 57 \$ | 57 \$ |
| Charges d'exploitation cumulées de Bruce Power ⁽⁴⁾ | | |
| | 30 \$ | 41 \$ |
| Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant | | |
| | 25 % | 28 % |

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 10 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (6 millions de dollars en 2008). Ils comprennent également des gains de 2 millions de dollars attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (perte de 3 millions de dollars en 2008).

(2) Comprend des ajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

(3) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur le BAIIA comparable.

(4) Déduction faite des recouvrements des coûts de combustible et exclusion faite de l'amortissement.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce Power a augmenté de 45 millions de dollars entre le premier trimestre de 2008 et celui de 2009, hausse principalement attribuable à l'accroissement des produits découlant de la production supérieure et de la baisse des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêts d'exploitation n'ont pas été aussi nombreux.

Au premier trimestre de 2009, les prix contractuels supérieurs ont fait augmenter de 6 millions de dollars, comparativement au premier trimestre de 2008, la quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce A.

La quote-part revenant à TCPL du BAIIA comparable de Bruce B s'est accrue de 39 millions de dollars entre le premier trimestre de 2008 et celui de 2009, hausse principalement attribuable à la production supérieure et à la compression des coûts d'exploitation, annulée en partie par les prix réalisés inférieurs. L'accroissement de la production s'explique par la réduction du nombre de jours d'arrêt d'exploitation au cours du premier trimestre de 2009 comparativement à celui de 2008.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power pendant le premier trimestre de 2009 a augmenté, passant de 3 120 GWh au premier trimestre de 2008 à 3 634 GWh au premier trimestre de 2009. Les réacteurs de Bruce Power ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 96 % au premier trimestre de 2009 comparativement à 79 % au premier trimestre de 2008.

Un arrêt d'exploitation d'environ six semaines du réacteur 8 de Bruce B s'est amorcé vers la mi-avril 2009. Un arrêt d'exploitation à des fins d'entretien d'environ six semaines du réacteur 4 de Bruce A et un arrêt d'exploitation d'environ un mois du réacteur 3 de Bruce A ont été reportés de mars 2009 à septembre 2009.

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 2009 a été vendue au prix fixe de 63,00 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 59,69 \$ le MWh obtenu au premier trimestre de 2008. Les ventes de la production des réacteurs 5 à 8 de Bruce B ont fait l'objet d'un prix plancher de 47,66 \$ le MWh au premier trimestre de 2009 et de 46,82 \$ le MWh au premier trimestre de 2008. Les prix de référence de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation. Depuis le 1^{er} avril 2009, le prix fixé pour la production de Bruce A a été majoré de 1,45 \$ le MWh, sous réserve d'ajustements pour tenir compte de l'inflation depuis le 31 octobre 2005, ce qui a porté le prix de la production de Bruce A à 64,45 \$ le MWh et le prix plancher pour la production de Bruce B à 48,76 \$ le MWh. Les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher de Bruce B font 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 BAIIA de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes de ce mécanisme. Pour réduire le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, au 31 mars 2009, Bruce B a conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 8 350 GWh de sa production pour le reste de 2009 et 7 560 GWh pour 2010.

Au 31 mars 2009, Bruce A avait engagé des coûts de 2,7 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,2 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾⁽²⁾*(non vérifié)**(en millions de dollars)*

Trimestres terminés les 31 mars

| | 2009 | 2008 |
|---|-----------|-----------|
| Produits | | |
| Électricité | 340 | 226 |
| Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾ | 172 | 82 |
| | 512 | 308 |
| Achats de produits de base revendus | | |
| Électricité | (155) | (134) |
| Autres ⁽⁵⁾ | (148) | (66) |
| | (303) | (200) |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ⁽⁴⁾ | (167) | (44) |
| Frais généraux et frais d'administration et de soutien | (12) | (9) |
| BAIIA comparable⁽²⁾ | 30 | 55 |

⁽¹⁾ Comprend Ravenswood depuis août 2008.⁽²⁾ Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le BAIIA comparable.⁽³⁾ Comprend les ventes de gaz naturel.⁽⁴⁾ Comprend les activités à Ravenswood liées à une centrale de production de vapeur détenue par des tiers et exploitée par TCPL pour le compte des propriétaires.⁽⁵⁾ Comprend le coût du gaz naturel vendu.**Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾***(non vérifié)*

Trimestres terminés les 31 mars

| | 2009 | 2008 |
|--|-------------|-------------|
| Volumes des ventes (en GWh) | | |
| Offre | | |
| Électricité produite | 1 168 | 800 |
| Électricité achetée | 1 259 | 1 478 |
| | 2 427 | 2 278 |
| Ventes | | |
| Électricité vendue à contrat | 1 786 | 2 180 |
| Électricité vendue au comptant | 641 | 98 |
| | 2 427 | 2 278 |
| Capacité disponible des centrales | 58 % | 93 % |

⁽¹⁾ Comprend Ravenswood depuis août 2008.

Le BAIIA des installations énergétiques aux États-Unis a été de 30 millions de dollars au premier trimestre de 2009, soit 25 millions de dollars de moins que les 55 millions de dollars constatés au premier trimestre de 2008, et ce, principalement en raison des débits d'écoulement inférieurs aux centrales de TC Hydro et de la perte prévue à la centrale de Ravenswood. Les prix réalisés plus élevés sur les ventes à des clients commerciaux et industriels en Nouvelle-Angleterre et l'incidence favorable du raffermissement du dollar US au premier trimestre de 2009 ont annulé en partie ces diminutions. La perte prévue à Ravenswood s'explique par les paiements de capacité moins élevés pour la période visée par rapport au total des paiements de capacité prévus pour l'exercice ainsi que par l'incidence d'un arrêt d'exploitation correctif mettant en cause le réacteur 30. Ce réacteur est en réparation et il devrait être remis en exploitation au deuxième trimestre de 2009.

Les produits des installations énergétiques aux États-Unis, à 340 millions de dollars au premier trimestre de 2009, ont augmenté de 114 millions de dollars comparativement au premier trimestre de 2008. Cet accroissement s'explique par les produits supplémentaires provenant de la centrale de Ravenswood et par l'incidence favorable du raffermissement du dollar US.

Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité se sont élevés à 155 millions de dollars au premier trimestre de 2009, un montant de 21 millions de dollars supérieur à celui de la même période en 2008, et ce, principalement en raison de l'incidence du raffermissement du dollar US au premier trimestre de 2009 et de la progression du coût par GWh global sur les volumes d'électricité achetés. Ces augmentations ont été contrées en partie par l'amenuisement des volumes d'électricité achetés dans le contexte de la baisse de la demande des clients commerciaux et industriels.

Au premier trimestre de 2009, les autres produits et les autres achats de produits de base revendus de respectivement 172 millions de dollars et 148 millions de dollars se sont accrus comparativement aux chiffres du premier trimestre de 2008 compte tenu de l'augmentation de la quantité de gaz naturel revendu et de l'incidence du raffermissement du dollar US. De plus, les autres produits se sont accrus grâce aux revenus supplémentaires générés par une centrale de production de vapeur à Ravenswood.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, se sont chiffrés à 167 millions de dollars au premier trimestre de 2009, ce qui représente, comparativement au trimestre correspondant de 2008, une hausse de 123 millions de dollars provenant des coûts supplémentaires à Ravenswood.

Pour le premier trimestre de 2009, 26 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 4 % au premier trimestre de 2008, puisqu'il n'y avait en place aucun contrat de vente d'électricité pour Ravenswood au delà de 2008 au moment de l'acquisition de la centrale. Les activités des installations énergétiques aux États-Unis consistent principalement à vendre la majeure partie 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 en ce qui a trait aux volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu, au 31 mars 2009, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 5 000 GWh d'électricité pour le reste de 2009 et pour 4 100 GWh en 2010. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients. Au cours d'exercices futurs, les volumes réels sous contrats varieront selon la liquidité du marché et d'autres facteurs.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage du gaz naturel s'est replié de 31 millions de dollars, passant de 67 millions de dollars à 36 millions de dollars entre le premier trimestre de 2008 et celui de 2009. Le recul s'explique surtout par les retraits moins élevés et les ventes réduites de gaz naturel exclusif aux installations d'Edson comparativement à la même période en 2008.

Le BAIIA comparable ne tenait pas compte de pertes non réalisées nettes de respectivement 13 millions de dollars et 17 millions de dollars aux premiers trimestres de 2009 et de 2008 découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Pour gérer le résultat tiré du stockage de gaz naturel, TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, ce qui lui permet de

garantir des marges positives dans l'avenir et d'éliminer par le fait même le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

Amortissement

Au premier trimestre de 2009, l'amortissement a augmenté de 30 millions de dollars comparativement au premier trimestre de 2008, surtout à cause de l'acquisition de Ravenswood en août 2008.

Siège social

Le BAI du secteur du siège social pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 correspond à une perte de 30 millions de dollars, comparativement à une perte de 22 millions de dollars pour la même période en 2008. L'accroissement de la perte au titre du BAI du secteur du siège social découle avant tout de la hausse, en 2009, des frais des services de soutien attribuable à l'expansion des actifs, à l'inflation et au remboursement, par un tiers, de certains coûts au premier trimestre de 2008.

Autres postes de l'état des résultats

Intérêts débiteurs

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | Trimestres terminés les 31 mars | |
|---|---------------------------------|------------|
| | 2009 | 2008 |
| Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾ | 335 | 248 |
| Intérêts divers et amortissement | 20 | 3 |
| Intérêts capitalisés | (54) | (27) |
| | 301 | 224 |

⁽¹⁾ Comprennent les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Au premier trimestre de 2009, les intérêts débiteurs inscrits par TCPL se sont établis à 301 millions de dollars, en hausse de 77 millions de dollars par rapport aux 224 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2008. La progression découle essentiellement de l'émission de nouveaux titres de créance d'un montant de 1,5 milliard de dollars US et 500 millions de dollars en août 2008 et de respectivement 2 milliards de dollars US et 700 millions de dollars en janvier et en février 2009. De plus, le raffermissement du dollar US a fait augmenter les intérêts débiteurs libellés en dollars US. Ces hausses ont été annulées en partie par la capitalisation accrue des intérêts afin de financer le programme d'investissement élargi de la société en 2009 et l'incidence positive d'un dollar US plus fort ainsi qu'en font foi les résultats des secteurs des pipelines et de l'énergie.

Après consolidation, l'incidence positive du raffermissement du dollar US sur les résultats des pipelines aux États-Unis et sur le secteur de l'énergie est presque totalement annulée par l'incidence négative des intérêts débiteurs et d'autres charges non opérationnelles aux États-Unis, ce qui réduit en fait le risque lié aux variations des taux de change auquel la société est exposée.

Au premier trimestre de 2009, les intérêts créditeurs et autres produits ont été de 22 millions de dollars, tandis qu'ils s'étaient chiffrés à 11 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. L'accroissement de 11 millions de dollars s'explique surtout par les gains supérieurs découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change.

Les impôts sur les bénéfices du premier trimestre de 2009 se sont élevés à 114 millions de dollars, tandis qu'ils avaient été de 250 millions de dollars pour la même période de l'exercice précédent. S'ils sont moins élevés, c'est que des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine avaient été reçus au premier trimestre de 2008, les différences entre les taux d'imposition ont été plus marquées et d'autres ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices ont eu lieu en 2009.

Les participations sans contrôle ont été de 29 millions de dollars au premier trimestre de 2009, soit 36 millions de dollars de moins que le chiffre de 65 millions de dollars inscrit pour la même période en 2008, et ce, en raison de la tranche imputable aux participations sans contrôle du règlement touché par Portland au premier trimestre de 2008 dans le cadre de la faillite de Calpine.

Situation de trésorerie et sources de financement

Conjoncture mondiale

Malgré l'incertitude sur les marchés financiers mondiaux, la position financière de TCPL et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long termes, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, demeurent bonnes et sont comparables à ce qu'elles étaient au cours des derniers exercices. La situation de trésorerie de TCPL demeure solide, appuyée par les flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles, les soldes de caisse élevés découlant des récentes émissions de titres de créance ainsi que les marges de crédit bancaires renouvelables confirmées de 1,0 milliard de dollars US, de 2,0 milliards de dollars et de 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, en décembre 2012 et en février 2013. À ce jour, TCPL n'a effectué aucun prélèvement sur ces marges, car la société bénéficie toujours d'un accès continu au marché du papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles. Des facilités bancaires confirmées supplémentaires de 50 millions de dollars et de 324 millions de dollars US dont les dates d'échéance vont de 2010 à 2012 demeurent accessibles aux sociétés affiliées exploitées par TCPL.

Au 31 mars 2009, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 2,2 milliards de dollars, comparativement à 1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2008. L'accroissement de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'explique surtout par le produit tiré de l'émission de titres de créance à long terme pendant le premier trimestre de 2009.

Activités d'exploitation

Fonds provenant de l'exploitation⁽¹⁾

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | Trimestres terminés les 31 mars | |
|---|---------------------------------|------|
| | 2009 | 2008 |
| Flux de trésorerie | | |
| Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾ | 760 | 917 |
| Diminution du fonds de roulement d'exploitation | 91 | 25 |
| Rentrées nettes provenant de l'exploitation | 851 | 942 |

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

Les rentrées nettes provenant de l'exploitation se sont repliées de 91 millions de dollars au premier trimestre de 2009, comparativement à la même période en 2008. Exclusion faite du produit de

152 millions de dollars après les impôts reçu à même les règlements dans le cadre de la faillite de Calpine au premier trimestre de 2008, les fonds provenant de l'exploitation du premier trimestre de 2009 sont comparables à ceux du premier trimestre de 2008.

Activités d'investissement

Déduction faite de la trésorerie acquise de 8 millions de dollars, les acquisitions du premier trimestre de 2009 se sont chiffrées à 134 millions de dollars (2 millions de dollars en 2008). Conformément à l'accord aux termes duquel TCPL a convenu de hausser sa participation dans Keystone pour la porter de 50 % à 79,99 %, la société a financé 100 % des appels de fonds de 459 millions de dollars dans le cadre du projet Keystone depuis le 31 décembre 2008. Ce faisant, TCPL a acquis une participation supplémentaire de 9 % dans ce projet au coût total de 142 millions de dollars, ce qui a fait passer sa participation de 62 % au 31 décembre 2008 à 71 % au 31 mars 2009.

La société maintient son engagement à mener à bien le programme d'investissement de 19 milliards de dollars déjà annoncé au cours des quatre prochaines années. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, les dépenses en immobilisations ont totalisé 1,1 milliard de dollars (460 millions de dollars en 2008). Elles ont été affectées principalement au réseau d'oléoducs Keystone, à l'expansion du réseau de l'Alberta, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et à la construction des centrales de Halton Hills, de Coolidge et de Portlands Energy ainsi que des installations dans le cadre du projet éolien Kibby.

Activités de financement

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, TCPL a émis des titres de créance à long terme totalisant 3,1 milliards de dollars (112 millions de dollars en 2008) et remboursé des titres de créance à long terme d'un montant de 482 millions de dollars (394 millions de dollars en 2008), tandis que les billets à payer ont diminué de 917 millions de dollars (hausse de 336 millions de dollars en 2008).

Le 23 avril 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable provisoire prévoyant l'émission au Canada de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars afin de remplacer le prospectus préalable canadien de mars 2007, échu en avril 2009, qui lui avait permis d'émettre au Canada des billets à moyen terme totalisant 1,5 milliard de dollars.

Le 17 février 2009, la société a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé en mars 2007.

Le 9 janvier 2009, la société a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Ces billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable d'une valeur de 3,0 milliards de dollars US déposé en janvier 2009, aux termes duquel la société dispose peut prélever 1,0 milliard de dollars US.

Dividendes

Le 30 avril 2009, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2009, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par

TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 30 juin 2009. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Principales conventions comptables et estimations comptables critiques

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR du Canada, TCPL doit faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur constatation, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses.

Les principales conventions comptables et estimations comptables critiques de TCPL demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2008. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2008 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions et estimations comptables.

Modifications de conventions comptables

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2008 de TCPL, exception faite de ce qui est énoncé ci-après.

Modifications comptables en 2009

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permettait la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, a été retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéficiaires » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les entités à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter ces conventions comptables conformément à la norme comptable du Financial Accounting Standards Board des États-Unis intitulée « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation » (« FAS 71 »). Par conséquent, TCPL a continué d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société devra constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt qu'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilisera un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1,4 milliard de dollars ont été inscrits respectivement dans les impôts futurs et les autres actifs.

Les ajustements aux états financiers du premier trimestre de 2009 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3465, qui exige qu'un ajustement cumulatif soit constaté au titre des impôts futurs et d'un actif réglementaire pour la période courante. Le retraitement des états financiers de périodes antérieures n'était pas permis aux termes du chapitre 3465.

Actifs incorporels

Le 1^{er} janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels ». Le chapitre 3064 renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels générés en interne. En outre, le chapitre 3450 intitulé « Frais de recherche et de développement » a été retiré du *Manuel*.

L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2009, le Comité des problèmes nouveaux (« CPN ») a publié l'abrégé 173 (« CPN-173 ») intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », dont la société a adopté les dispositions comptables. Conformément au CPN-173, il faut tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de ses contreparties pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). TCPL étudie actuellement l'incidence de la conversion aux IFRS ou aux PCGR des États-Unis sur ses systèmes comptables et ses états financiers. La planification du projet de conversion de TCPL prévoit l'analyse de la structure du projet, de la gouvernance, des ressources, de la formation et des principales différences avec les principaux PCGR ainsi qu'une démarche progressive en vue d'évaluer les conventions comptables actuelles et la mise en œuvre de la conversion. TCPL continue de faire progresser son projet de conversion et, à cette fin, la société prévoit des séances de formation et des mises à jour sur les IFRS pour ses employés et elle continue d'évaluer l'incidence que pourraient avoir sur TCPL les principales différences entre les PCGR et les IFRS.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les faits nouveaux au sujet de toute information sur la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. Les faits nouveaux à ce titre pourraient influencer de façon marquée sur l'envergure du projet et les résultats financiers de TCPL. L'IASB devrait communiquer, en juillet 2009, un exposé-sondage sur les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs.

À l'étape actuelle du projet, TCPL ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

Obligations contractuelles

Outre les engagements de remboursements et paiements d'intérêts futurs sur la dette contractée pour l'émission de titres de créance et les rachats dont il est question sous la rubrique « Activités de financement » du présent rapport de gestion, il n'y a eu aucun autre changement important dans les obligations contractuelles de TCPL entre le 31 décembre 2008 et le 31 mars 2009, y compris les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion de TCPL paraissant dans le rapport annuel 2008 de TCPL.

Instruments financiers et gestion des risques

TCPL continue de gérer et de surveiller les risques de marché, de contrepartie et de liquidité auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque de contrepartie maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait principalement à la valeur comptable, qui se rapproche de la juste valeur, des actifs financiers non dérivés, tels que les débiteurs, ainsi qu'à la juste valeur des actifs financiers dérivés. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La société ne détient, auprès d'une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 mars 2009, il n'y avait aucun montant important exigible ou représentant une perte de valeur.

TCPL est exposée à d'importants risques liés aux établissements financiers, puisque ces derniers lui fournissent des marges de crédit confirmées ainsi qu'une liquidité critique quant aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt et aux marchés énergétiques de gros ainsi que des lettres de crédit permettant d'atténuer les risques liés aux contreparties insolvables.

L'incertitude persiste sur les marchés financiers mondiaux, et TCPL continue de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties, notamment les établissements financiers. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à de telles contreparties lorsqu'elle l'a jugé nécessaire ou lorsque les modalités contractuelles le permettaient. Dans le cadre de son exploitation, TCPL doit équilibrer le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties au moment de prendre des décisions d'ordre opérationnel.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel est elle exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles. Une analyse plus détaillée de la capacité de la société de gérer ses liquidités et ses facilités de crédit est présentée sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Stocks de gaz naturel

Au 31 mars 2009, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente s'établissait à 38 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2008). Ces montants sont inclus dans les stocks. La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 a donné lieu à une perte non réalisée nette de 23 millions de dollars, qui a été constatée en tant que diminution des produits et des stocks (gain de 59 millions de dollars en 2008). Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à un gain non réalisé net de 10 millions de dollars (perte de 76 millions de dollars en 2008), montant constaté dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

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 investissement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 31 mars 2009, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,6 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) et une juste valeur de 8,5 milliards de dollars (6,7 milliards de dollars US). Au 31 mars 2009, un montant de 277 millions de dollars a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les renseignements sur les instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net de la société dans ses établissements étrangers s'établissent comme suit :

Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers

| Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars) | 31 mars 2009 | | 31 décembre 2008 | |
|--|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | Juste valeur ⁽¹⁾ | Montant nominal ou en capital | Juste valeur ⁽¹⁾ | Montant nominal ou en capital |
| Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014) ⁽²⁾ | (280) | 1 550 US | (218) | 1 650 US |
| Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2009) ⁽²⁾ | 3 | 210 US | (42) | 2 152 US |
| Options en dollars US (échues en 2009) | - | - | 6 | 300 US |
| | (277) | 1 760 US | (254) | 4 102 US |

(1) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

(2) Au 31 mars 2009.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers non dérivés s'établissent comme suit :

| (non vérifié) (en millions de dollars) | 31 mars 2009 | | 31 décembre 2008 | |
|--|------------------|---------------|------------------|---------------|
| | Valeur comptable | Juste valeur | Valeur comptable | Juste valeur |
| Actifs financiers⁽¹⁾ | | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 2 220 | 2 220 | 1 300 | 1 300 |
| Débiteurs et autres actifs ⁽²⁾⁽³⁾ | 1 207 | 1 207 | 1 404 | 1 404 |
| Montant à recevoir de TransCanada Corporation | 1 786 | 1 786 | 1 529 | 1 529 |
| Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾ | 28 | 28 | 27 | 27 |
| | 5 241 | 5 241 | 4 260 | 4 260 |
| Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾ | | | | |
| Billets à payer | 800 | 800 | 1 702 | 1 702 |
| Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾ | 1 327 | 1 327 | 1 364 | 1 364 |
| Intérêts courus | 416 | 416 | 361 | 361 |
| Montant à rembourser à TransCanada Corporation | 2 070 | 2 070 | 1 821 | 1 821 |
| Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur | 20 379 | 19 871 | 17 367 | 16 152 |
| Dette à long terme des coentreprises | 1 086 | 1 065 | 1 076 | 1 052 |
| | 26 078 | 25 549 | 23 691 | 22 452 |

- (1) Le bénéfice net consolidé en 2009 et en 2008 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des ajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.
- (2) Au 31 mars 2009, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 070 millions de dollars (1 257 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les débiteurs et de 165 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les autres actifs.
- (3) Constatés au coût amorti.
- (4) Au 31 mars 2009, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 306 millions de dollars (1 342 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les créditeurs et de 21 millions de dollars (22 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établissent comme suit :

31 mars 2009*(non vérifié)*

(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)

| | Électricité | Gaz naturel | Produits pétroliers | Change | Intérêts |
|---|-------------|-------------|---------------------|------------|-----------|
| Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾ | | | | | |
| Justes valeurs ⁽²⁾ | | | | | |
| Actifs | 202 \$ | 223 \$ | 8 \$ | 28 \$ | 53 \$ |
| Passifs | (127)\$ | (270)\$ | - | (41)\$ | (115)\$ |
| Valeurs nominales | | | | | |
| Volumes ⁽³⁾ | | | | | |
| Achats | 5 313 | 230 | 180 | - | - |
| Ventes | 7 165 | 184 | 324 | - | - |
| En dollars CA | - | - | - | - | 1 016 |
| En dollars US | - | - | - | 459 US | 1 575 US |
| En yen japonais (en milliards) | - | - | - | 2,9 YJ | - |
| Swaps de devises | - | - | - | 227/157 US | - |
| Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾ | 21 \$ | (35)\$ | 7 \$ | 1 \$ | - |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾ | 10 \$ | 26 \$ | (3)\$ | 6 \$ | (4)\$ |
| Dates d'échéance | 2009-2014 | 2009-2013 | 2009-2010 | 2009-2012 | 2009-2018 |
| Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾ | | | | | |
| Justes valeurs ⁽²⁾ | | | | | |
| Actifs | 200 \$ | 1 \$ | - | 2 \$ | 8 \$ |
| Passifs | (203)\$ | (34)\$ | - | (21)\$ | (80)\$ |
| Valeurs nominales | | | | | |
| Volumes ⁽³⁾ | | | | | |
| Achats | 10 470 | 13 | - | - | - |
| Ventes | 11 463 | - | - | - | - |
| En dollars CA | - | - | - | - | - |
| En dollars US | - | - | - | 10 US | 1 225 US |
| Swaps de devises | - | - | - | 136/100 US | - |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾ | 26 \$ | (10)\$ | - | - | (7)\$ |
| Dates d'échéance | 2009-2014 | 2009-2012 | s.o. | 2009-2013 | 2009-2013 |

(1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et de réduction des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée, y compris les achats et les

ventes de gaz naturel liés à l'entreprise de stockage de gaz naturel de la société.

- (2) La juste valeur est égale à la valeur comptable.
- (3) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.
- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 8 millions de dollars et une valeur nominale de 50 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2009 comprenait des gains de 5 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

2008*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

| | Électricité | Gaz naturel | Produits pétroliers | Change | Intérêts |
|---|-------------|-------------|---------------------|------------|-----------|
| Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction | | | | | |
| Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾ | | | | | |
| Actifs | 132 \$ | 144 \$ | 10 \$ | 41 \$ | 57 \$ |
| Passifs | (82)\$ | (150)\$ | (10)\$ | (55)\$ | (117)\$ |
| Valeurs nominales ⁽⁴⁾ | | | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | | | |
| Achats | 4 035 | 172 | 410 | - | - |
| Ventes | 5 491 | 162 | 252 | - | - |
| En dollars CA | - | - | - | - | 1 016 |
| En dollars US | - | - | - | 479 US | 1 575 US |
| En yen japonais (en milliards) | - | - | - | 4,3 YJ | - |
| Swaps de devises | - | - | - | 227/157 US | - |
| Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2008 ⁽³⁾ | (3)\$ | (18)\$ | - | (9)\$ | (4)\$ |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2008 ⁽³⁾ | 1 \$ | 26 \$ | - | 5 \$ | 3 \$ |
| Dates d'échéance ⁽⁴⁾ | 2009-2014 | 2009-2011 | 2009 | 2009-2012 | 2009-2018 |
| Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾ | | | | | |
| Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾ | | | | | |
| Actifs | 115 \$ | - | - | 2 \$ | 8 \$ |
| Passifs | (160)\$ | (18)\$ | - | (24)\$ | (122)\$ |
| Valeurs nominales ⁽⁴⁾ | | | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | | | |
| Achats | 8 926 | 9 | - | - | - |
| Ventes | 13 113 | - | - | - | - |
| En dollars CA | - | - | - | - | 50 |
| En dollars US | - | - | - | 15 US | 1 475 US |
| Swaps de devises | - | - | - | 136/100 US | - |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2008 ⁽³⁾ | (1)\$ | 8 \$ | - | - | 1 \$ |
| Dates d'échéance ⁽⁴⁾ | 2009-2014 | 2009-2011 | s. o. | 2009-2013 | 2009-2019 |

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable.

(2) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.

(3) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

(4) Au 31 décembre 2008.

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des

instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 8 millions de dollars et une valeur nominale de 50 millions de dollars et 50 millions de dollars US au 31 décembre 2008. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, aucun gain réalisé net ni aucune perte réalisée nette n'ont été constatés. Au premier trimestre de 2008, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant lié à l'inefficacité des couvertures de la juste valeur.

- ⁽⁶⁾ Le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2008 comprenait des gains de 2 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

(non vérifié)

(en millions de dollars)

| | 31 mars 2009 | 31 décembre 2008 |
|-----------------------------|--------------|------------------|
| À court terme | | |
| Autres actifs à court terme | 503 | 318 |
| Créditeurs | (532) | (298) |
| À long terme | | |
| Autres actifs | 222 | 191 |
| Montants reportés | (636) | (694) |

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2008 de TCPL. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2008.

Contrôles et procédures

Au 31 mars 2009, 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 procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. 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 procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces au 31 mars 2009.

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.

Perspectives

Les chambardements économiques et la détérioration des marchés financiers en Amérique du Nord ralentissent certains aspects de l'économie nord-américaine. TCPL ne prévoit pas que cette conjoncture influera sensiblement sur la situation financière de la société, sur son accès aux marchés financiers, sur les projets engagés ou sur sa stratégie d'entreprise.

Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat en 2009 se sont dégradées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2008 de TCPL en raison de l'incidence négative, sur les résultats du secteur de l'énergie, du recul des prix de l'électricité sur le marché. En ce qui concerne le secteur des pipelines, bien que le ralentissement économique mondial influe sur certains pipelines et sur certains travaux de forage, les perspectives financières à court terme pour le secteur des pipelines de la société ne devraient pas être sensiblement touchées puisque les actifs pipeliniers s'appuient généralement sur de solides contrats ou profitent d'un taux de rendement réglementé.

TCPL a réalisé l'émission de titres de créance à long terme au premier trimestre de 2009 et d'actions ordinaires à la fin de 2008 totalisant respectivement 3,1 milliards de dollars et 1,1 milliard de dollars. Bien que ces placements influenceront sur le bénéfice net dans l'avenir en raison des coûts de détention et de la dilution, elles ont, de concert avec les flux de trésorerie liés à l'exploitation de 0,8 milliard de dollars inscrits au premier trimestre de 2009, fait un apport à la trésorerie de 2,2 milliards de dollars au 31 mars 2009 et elles devraient permettre de répondre à la majeure partie des besoins en financement dans le cadre du programme d'investissement de la société en 2009. La stratégie de consolidation des liquidités et de la situation financière que préconise TCPL en misant sur sa capacité d'accéder aux marchés financiers avec succès en cette période de grande volatilité et d'incertitude financière lui a permis de réduire, dans le cadre de son programme de croissance, le risque lié au financement dans l'avenir. Toutefois, cette stratégie devrait également entraîner la réduction du bénéfice net de la société en 2009 puisque ses fonds sont détenus dans des investissements temporaires sûrs en prévision de leur utilisation éventuelle. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2008 de TCPL.

Il n'y a eu aucun changement aux notations de crédit de TCPL depuis le 31 décembre 2008. La cote d'émetteur accordée à TransCanada Corporation par Moody's Investors Service (« Moody's ») est Baa1, avec perspectives stables. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A avec perspectives stables, A3 avec perspectives stables, et A- avec perspectives stables.

Faits nouveaux

Pipelines

Réseau principal au Canada

Le 9 avril 2009, l'ONÉ a approuvé la demande de TCPL au sujet des droits définitifs de 2009 pour le réseau principal au Canada. Ces droits, qui entreront en vigueur le 1^{er} mai 2009, tiennent compte des modalités du règlement quinquennal conclu avec l'ONÉ pour la période allant de 2007 à 2011, qui se fonde sur la formule de l'ONÉ préconisant un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 8,57 % en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %.

Réseau de l'Alberta

Le 26 février 2009, l'ONÉ a déterminé que le réseau de l'Alberta relève de la compétence fédérale et qu'il est assujéti à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada) à compter du 29 avril 2009. Puisque TCPL relève désormais de la compétence de l'ONÉ et non plus de l'AUC, la société a retiré l'instance sur les coûts en capital généraux pour 2009 qu'elle avait soumise à l'AUC.

Le réseau de l'Alberta est actuellement exploité selon les droits provisoires approuvés par l'AUC à compter du 1^{er} janvier 2009. En collaboration avec ses parties prenantes, TCPL prendra les mesures nécessaires pour transférer à la compétence de l'ONÉ le règlement de 2008-2009 au sujet des besoins en produits. À la suite de ces discussions, TCPL déposera auprès de l'ONÉ une demande d'approbation des droits définitifs de 2009 pour le réseau de l'Alberta.

Le premier tronçon du projet d'expansion du couloir centre-nord devrait s'achever en mai 2009 au coût en capital total d'environ 400 millions de dollars. La construction des autres tronçons et des installations connexes se poursuivra tout au long de 2009, l'achèvement du projet d'expansion du couloir centre-nord étant prévu pour avril 2010.

Le 26 février 2009, TCPL a annoncé qu'elle avait réalisé un appel de soumissions exécutoires lui ayant permis d'obtenir des engagements pour des contrats de transport garanti sur un pipeline reliant les nouveaux approvisionnements de gaz de schiste du bassin Horn River, au nord de Fort Nelson en Colombie-Britannique, au réseau de l'Alberta. Les contrats devraient entrer en vigueur en 2011 et atteindre 378 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») au deuxième trimestre de 2013. Cette nouvelle capacité de transport en provenance de la région, cumulée aux volumes de Montney de 1,1 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») d'ici 2014, représente au total 1,5 Gpi³/j

TQM

Le 19 mars 2009, TQM a reçu la décision de l'ONÉ au sujet de sa demande sur le coût du capital pour 2007 et 2008. La demande sollicitait l'approbation d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 11 % sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %. Dans sa décision, l'ONÉ a accepté la demande de TQM sollicitant la variation de la décision sur le coût du capital des sociétés pipelinières (« RH-2-94 ») à la lumière de l'évolution des marchés financiers et de la conjoncture, et il a établi un coût moyen pondéré du capital après impôt (« CMPCAI ») de 6,4 % pour chacune des deux années. Aux termes de cette décision, TQM bénéficie d'un taux de rendement du capital global et peut déterminer sa structure de capital optimale. La décision se traduit par un taux de rendement de 9,85 % en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 % en 2007 et un taux de rendement de 9,75 % en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 % en 2008. Avant cette décision, TQM était assujettie à la formule de l'ONÉ fondée sur un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de respectivement 8,46 et 8,71 en 2007 et 2008 en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 30 % aux termes de la décision RH-2-94.

En avril 2009, TQM a déposé auprès de l'ONÉ une demande d'approbation des droits définitifs pour 2007 et 2008 et elle prévoit recouvrer en 2009 la variation entre les droits provisoires et les droits définitifs pour 2007 et 2008.

Dans une lettre en date du 23 mars 2009, l'ONÉ a sollicité des commentaires sur la question de savoir s'il devait procéder à une révision de la décision RH-2-94 sur le coût du capital des sociétés pipelinières en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada). La décision RH-2-94 établit une formule de calcul du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, fondée sur les taux de 10 ans et de 30 ans des obligations du gouvernement du Canada, qui est devenue la méthode utilisée pour déterminer les droits pour les pipelines relevant de la compétence de l'ONÉ pour déterminer les droits depuis le 1^{er} janvier 1995. Les commentaires sont attendus le

25 mai 2009 et les initiatives subséquentes de l'ONÉ devraient se fonder sur les commentaires formulés.

Réseau d'oléoducs Keystone

TCPL a convenu de porter sa participation en actions dans les partenariats de Keystone à 79,99 % et de ramener par le fait même sa participation en actions dans ConocoPhillips à 20,01 %. Conformément à cet accord, TCPL finance 100 % des dépenses de construction jusqu'à ce que les apports de capitaux des participants au projet soient conformes aux participations révisées. Aux 31 mars 2009 et 31 décembre 2008, la participation en actions de TCPL dans les partenariats de Keystone était respectivement d'environ 71 % et 62 %.

Certaines parties qui ont pris des engagements de volumes dans le cadre du prolongement de l'oléoduc Keystone avaient l'option d'acquérir une participation cumulée à concurrence de 15 % dans les partenariats de Keystone. Si ces options n'étaient pas exercées, ConocoPhillips avait l'option de hausser sa participation pour la porter à 32,51 %. Aucune de ces options n'a été exercée et la répartition ciblée de la propriété entre TCPL et ConocoPhillips demeure à respectivement 79,99 % et 20,01 %.

Le 27 février 2009, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une demande pour construire et exploiter le tronçon canadien du prolongement de l'oléoduc Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Une audience publique devrait avoir lieu en septembre 2009 et une décision de l'ONÉ est attendue au début de 2010.

Un permis présidentiel, un énoncé d'impact environnemental et plusieurs permis étatiques sont requis pour construire et exploiter le tronçon américain du prolongement de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Les demandes de permis ont été soumises aux autorités respectives et les approbations sont attendues au deuxième trimestre de 2010.

Bison

Dans le cadre du projet de pipeline Bison, une demande a été déposée auprès de la FERC le 20 avril 2009 en vue d'obtenir le droit de construire, de détenir et d'exploiter le pipeline. Le projet, dont le coût en capital est prévu à 610 millions de dollars US, prévoit la construction d'un gazoduc d'une longueur d'environ 486 kilomètres (302 milles) conçu pour acheminer du gaz naturel depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au marché du Midwest des États-Unis. La capacité contractuelle du gazoduc, soit 407 Mpi³/j, pourra être augmentée à concurrence d'environ 1 Gpi³/j.

Énergie

Portlands Energy

La centrale de Portlands Energy, réalisée en deçà du budget, est entrée en service le 22 avril 2009. La centrale, détenue à 50 % par TCPL, peut actuellement fournir 550 MW d'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Broadwater

En avril 2009, le département du Commerce des États-Unis a rendu une décision confirmant l'opposition de l'État de New York à la proposition de construction et d'exploitation du projet de GNL de Broadwater, coentreprise entre TCPL et Shell US Gas and Power. La société en commandite Broadwater Energy évalue actuellement cette décision et ses options à l'égard du projet.

Renseignements sur les actions

Au 31 mars 2009, TCPL avait 600 millions d'actions ordinaires émises et en circulation.

Principales données financières trimestrielles consolidées⁽¹⁾

| <i>(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)</i> | 2009 | 2008 | | | | 2007 | | |
|---|----------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 |
| Produits | 2 380 | 2 332 | 2 137 | 2 017 | 2 133 | 2 189 | 2 187 | 2 208 |
| Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires | 330 | 274 | 383 | 318 | 445 | 373 | 320 | 254 |
| Données sur les actions | | | | | | | | |
| Bénéfice net par action – de base et dilué | 0,55 \$ | 0,47 \$ | 0,70 \$ | 0,60 \$ | 0,84 \$ | 0,71 \$ | 0,61 \$ | 0,49 \$ |

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

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Dans 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 réglementées, les produits ainsi que le bénéfice 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 bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

Les principaux faits nouveaux ayant influé sur le BAII et le bénéfice net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Le BAII du secteur de l'énergie au premier trimestre de 2009 comprenait des pertes non réalisées nettes de 13 millions de dollars avant les impôts (9 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

- Le BAI du secteur de l'énergie au quatrième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars avant les impôts (6 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le BAI du secteur du siège social comprenait des pertes non réalisées nettes de 57 millions de dollars avant les impôts (39 millions de dollars après les impôts) au titre de la variation de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié à l'accroissement des taux d'intérêt, mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture.
- Le BAI du secteur de l'énergie du troisième trimestre de 2008 comprenait l'apport résultant de l'acquisition de Ravenswood le 26 août 2008. Le bénéfice net comprenait des ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes.
- Le BAI du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 12 millions de dollars avant les impôts (8 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, les produits et le BAI des installations énergétiques de l'Ouest se sont accrus en raison de la hausse des prix réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché en Alberta.
- Le BAI du secteur des pipelines pour le premier trimestre de 2008 comprenait des règlements de 279 millions de dollars avant les impôts (152 millions de dollars après les impôts) reçus par GTN et Portland dans le cadre de la faillite de Calpine et un produit de 17 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) en règlement d'une action en justice. Le BAI du secteur de l'énergie comprenait la radiation de 41 millions de dollars avant les impôts (27 millions de dollars après les impôts) des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des pertes non réalisées nettes de 17 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Au quatrième trimestre de 2007, le bénéfice net comprenait un montant de 56 millions de dollars au titre d'ajustements d'impôts favorables découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux au Canada et d'autres modifications législatives. Le BAI du secteur de l'énergie a progressé en raison d'un gain de 16 millions de dollars avant les impôts (14 millions de dollars après les impôts) lié à la vente de terrains antérieurement détenus à des fins d'aménagement. Le BAI du secteur des pipelines a progressé en raison de la constatation d'un résultat supplémentaire lié au règlement d'un dossier tarifaire pour le réseau de GTN, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007. Le BAI du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 15 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Le bénéfice net du troisième trimestre de 2007 comprenait des redressements d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars s'appliquant à des exercices antérieurs.

- Au deuxième trimestre de 2007, le bénéfice net comprenait un montant de 16 millions de dollars au titre d'ajustements d'impôts favorables découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux au Canada. Le BAI du secteur des pipelines s'était accru en raison du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, que l'ONÉ a approuvé en mai 2007.

États consolidés des résultats

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | Trimestres terminés les 31 mars | |
|--|---------------------------------|-------|
| | 2009 | 2008 |
| Produits | 2 380 | 2 133 |
| Charges (produits) d'exploitation et autres | | |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | 820 | 698 |
| Achats de produits de base revendus | 447 | 396 |
| Autres produits | (5) | (28) |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine | - | (279) |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | 41 |
| | 1 262 | 828 |
| | 1 118 | 1 305 |
| Amortissement | 346 | 310 |
| | 772 | 995 |
| Charges financières (produits financiers) | | |
| Intérêts débiteurs | 301 | 224 |
| Charges financières des coentreprises | 14 | 16 |
| Intérêts créditeurs et autres produits | (22) | (11) |
| | 293 | 229 |
| Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle | 479 | 766 |
| Impôts sur les bénéfices | | |
| Exigibles | 54 | 246 |
| Futurs | 60 | 4 |
| | 114 | 250 |
| Participations sans contrôle | | |
| Participation sans contrôle dans PipeLines LP | 24 | 21 |
| Participation sans contrôle dans Portland | 5 | 44 |
| | 29 | 65 |
| Bénéfice net | 336 | 451 |
| Dividendes sur les actions privilégiées | 6 | 6 |
| Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires | 330 | 445 |

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | Trimestres terminés les 31 mars | |
|--|---------------------------------|-------|
| | 2009 | 2008 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | | |
| Bénéfice net | 336 | 451 |
| Amortissement | 346 | 310 |
| Impôts futurs | 60 | 4 |
| Participations sans contrôle | 29 | 65 |
| Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges | (34) | 20 |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | 41 |
| Autres | 23 | 26 |
| | 760 | 917 |
| Diminution du fonds de roulement d'exploitation | 91 | 25 |
| Rentrées nettes provenant de l'exploitation | 851 | 942 |
| Activités d'investissement | | |
| Dépenses en immobilisations | (1 123) | (460) |
| Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise | (134) | (2) |
| Montants reportés et autres | (198) | 112 |
| Sorties nettes liées aux activités d'investissement | (1 455) | (350) |
| Activités de financement | | |
| Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées | (229) | (190) |
| Avances remboursées à la société mère | (8) | (383) |
| Distributions versées aux participations sans contrôle | (21) | (15) |
| Billets à payer (remboursés) émis, montant net | (917) | 336 |
| Dette à long terme émise, déduction faite des frais d'émission | 3 085 | 112 |
| Réduction de la dette à long terme | (482) | (394) |
| Dette à long terme émise par des coentreprises | 16 | 17 |
| Réduction de la dette à long terme des coentreprises | (20) | (29) |
| Actions ordinaires émises | 74 | 56 |
| Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement | 1 498 | (490) |
| Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie | 26 | 23 |
| Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie | 920 | 125 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie Au début de la période | 1 300 | 504 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie À la fin de la période | 2 220 | 629 |
| Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie | | |
| Impôts sur les bénéfices payés | 57 | 164 |
| Intérêts payés | 263 | 202 |

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés*(non vérifié)**(en millions de dollars)***31 mars
2009****31 décembre
2008****ACTIF****Actif à court terme**

| | | |
|---|-------|-------|
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 2 220 | 1 300 |
| Débiteurs | 1 070 | 1 280 |
| Montant à recevoir de TransCanada Corporation | 1 786 | 1 529 |
| Stocks | 481 | 489 |
| Autres | 809 | 523 |

| | | |
|--|--------------|--------------|
| | 6 366 | 5 121 |
|--|--------------|--------------|

Immobilisations corporelles

| | | |
|--|---------------|---------------|
| | 30 412 | 29 189 |
|--|---------------|---------------|

Écart d'acquisition

| | | |
|--|--------------|--------------|
| | 4 520 | 4 397 |
|--|--------------|--------------|

Actifs réglementaires

| | | |
|--|--------------|------------|
| | 1 596 | 201 |
|--|--------------|------------|

Autres actifs

| | | |
|--|--------------|--------------|
| | 2 231 | 2 027 |
|--|--------------|--------------|

| | | |
|--|---------------|---------------|
| | 45 125 | 40 935 |
|--|---------------|---------------|

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

| | | |
|--|-------|-------|
| Billets à payer | 800 | 1 702 |
| Créditeurs | 2 057 | 1 868 |
| Montant à rembourser à TransCanada Corporation | 2 070 | 1 821 |
| Intérêts courus | 416 | 361 |
| Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an | 474 | 786 |
| Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an | 211 | 207 |

| | | |
|--|--------------|--------------|
| | 6 028 | 6 745 |
|--|--------------|--------------|

Passif réglementaire

| | | |
|--|------------|------------|
| | 507 | 551 |
|--|------------|------------|

Montants reportés

| | | |
|--|--------------|--------------|
| | 1 119 | 1 168 |
|--|--------------|--------------|

Impôts futurs

| | | |
|--|--------------|--------------|
| | 2 729 | 1 253 |
|--|--------------|--------------|

Dette à long terme

| | | |
|--|---------------|---------------|
| | 18 656 | 15 368 |
|--|---------------|---------------|

Dette à long terme des coentreprises

| | | |
|--|------------|------------|
| | 875 | 869 |
|--|------------|------------|

Billets subordonnés de rang inférieur

| | | |
|--|--------------|--------------|
| | 1 249 | 1 213 |
|--|--------------|--------------|

| | | |
|--|---------------|---------------|
| | 31 163 | 27 167 |
|--|---------------|---------------|

Participations sans contrôle

| | | |
|---|-----|-----|
| Participation sans contrôle dans PipeLines LP | 743 | 721 |
|---|-----|-----|

| | | |
|---|----|----|
| Participation sans contrôle dans Portland | 93 | 84 |
|---|----|----|

| | | |
|--|------------|------------|
| | 836 | 805 |
|--|------------|------------|

Capitaux propres

| | | |
|--|---------------|---------------|
| | 13 126 | 12 963 |
|--|---------------|---------------|

| | | |
|--|---------------|---------------|
| | 45 125 | 40 935 |
|--|---------------|---------------|

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 31 mars | |
|--|------------------------------------|------|
| | 2009 | 2008 |
| Bénéfice net | 336 | 451 |
| Autres éléments du résultat étendu, | | |
| déduction faite des impôts sur les bénéfices | | |
| Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾ | (38) | 53 |
| Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾ | - | (41) |
| Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾ | 27 | 4 |
| Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾ | 4 | (19) |
| Autres éléments du résultat étendu | (7) | (3) |
| Résultat étendu | 329 | 448 |

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (recouvrement de 25 millions de dollars en 2008).

(2) Déduction faite d'une charge fiscale de 4 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (recouvrement de 22 millions de dollars en 2008).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (charge fiscale de 12 millions de dollars en 2008).

(4) Déduction faite d'une charge fiscale de 1 million de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (recouvrement de 9 millions de dollars en 2008).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | Écart de conversion | Couvertures de flux de trésorerie et autres | Total |
|---|------------------------|--|--------------|
| Solde au 31 décembre 2008 | (379) | (93) | (472) |
| Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾ | (38) | - | (38) |
| Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾ | - | - | - |
| Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾ | - | 27 | 27 |
| Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾⁽⁵⁾ | - | 4 | 4 |
| Solde au 31 mars 2009 | (417) | (62) | (479) |
| Solde au 31 décembre 2007 | (361) | (12) | (373) |
| Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾ | 53 | - | 53 |
| Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾ | (41) | - | (41) |
| Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾ | - | 4 | 4 |
| Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾ | - | (19) | (19) |
| Solde au 31 mars 2008 | (349) | (27) | (376) |

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 6 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (recouvrement de 25 millions de dollars en 2008).

(2) Déduction faite d'une charge fiscale de 4 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (recouvrement de 22 millions de dollars en 2008).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (charge fiscale de 12 millions de dollars en 2008).

(4) Déduction faite d'une charge fiscale de 1 million de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 (recouvrement de 9 millions de dollars en 2008).

(5) Le montant des gains liés aux couvertures de flux de trésorerie déclaré dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devrait être reclassé dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois est évalué à 50 millions de dollars (46 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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 2008. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements 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 considérées. 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 2008 compris dans le rapport annuel 2008 de TCPL. À moins d'indication contraire, « TCPL » ou la « société » englobent TransCanada PipeLines Limited et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Dans 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 réglementées, les produits ainsi que le bénéfice 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 bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

Pour dresser les états financiers, TCPL doit avoir recours à des estimations et des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente disponible et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir des estimations et 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

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2008 de TCPL, exception faite de ce qui est énoncé ci-après.

Modifications comptables en 2009

Établissements à tarifs réglementés

Le 1^{er} janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permettait la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs

découlant de la réglementation des tarifs, a été retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéficiaires » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les entités à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter ces conventions comptables conformément à la norme comptable du Financial Accounting Standards Board des États-Unis intitulée « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation » (« FAS 71 »). Par conséquent, TCPL a continué d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société devra constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt qu'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilisera un ajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. En raison de l'adoption de cette modification comptable, les passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1,4 milliard de dollars ont été inscrits respectivement dans les impôts futurs et les autres actifs.

Les ajustements aux états financiers du premier trimestre de 2009 ont été effectués conformément aux dispositions transitoires du chapitre 3465, qui exige qu'un ajustement cumulatif soit constaté au titre des impôts futurs et d'un actif réglementaire pour la période courante. Le retraitement des états financiers de périodes antérieures n'était pas permis aux termes du chapitre 3465.

Actifs incorporels

Le 1^{er} janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA* intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels ». Le chapitre 3064 renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels générés en interne. En outre, le chapitre 3450 intitulé « Frais de recherche et de développement » a été retiré du *Manuel*. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers

Le 1^{er} janvier 2009, le Comité des problèmes nouveaux (« CPN ») a publié l'abrégié 173 (« CPN-173 ») intitulé « Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers », dont la société a adopté les dispositions comptables. Conformément au CPN-173, il faut tenir compte du risque de crédit propre à l'entité et du risque de crédit de ses contreparties pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, y compris les instruments dérivés. L'adoption de cette modification comptable n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers de la société.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). TCPL étudie actuellement l'incidence de la conversion aux IFRS ou aux PCGR des États-Unis sur ses systèmes comptables et ses états financiers. La planification du projet de conversion de TCPL prévoit l'analyse de la structure du projet, de la gouvernance, des ressources, de la formation et des principales différences avec les principaux PCGR ainsi qu'une démarche progressive en vue d'évaluer les conventions comptables actuelles et la mise en œuvre de la conversion. TCPL continue de faire progresser son projet de conversion et, à cette fin, la société prévoit des séances de formation et des mises à jour sur les IFRS pour ses employés et elle continue d'évaluer l'incidence que pourraient avoir sur TCPL les principales différences entre les PCGR et les IFRS.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les faits nouveaux au sujet de toute information sur la pertinence de certains aspects de la comptabilité des

entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. Les faits nouveaux à ce titre pourraient influencer de façon marquée sur l'envergure du projet et les résultats financiers de TCPL. L'IASB devrait communiquer, en juillet 2009, un exposé-sondage sur les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs.

À l'étape actuelle du projet, TCPL ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

3. Informations sectorielles

Le 1^{er} janvier 2009, TCPL a révisé la présentation de certains produits et de certaines charges figurant dans l'état consolidé des résultats afin de mieux refléter la structure opérationnelle et financière de la société. Pour dresser les états financiers conformément à la nouvelle présentation, certains produits et certaines charges liés à des opérations antérieurement classés en tant qu'autres charges (produits) sont désormais inclus dans les charges (produits) d'exploitation et autres. L'amortissement a été redéfini et il comprend 14 millions de dollars au premier trimestre de 2009 (14 millions de dollars en 2008) au titre de l'amortissement des conventions d'achat d'électricité antérieurement comprises dans les produits de base revendus. Les frais des services de soutien qui étaient auparavant attribués aux secteurs des pipelines et de l'énergie, d'un montant de 31 millions de dollars au premier trimestre de 2009 (26 millions de dollars en 2008) seront désormais inclus dans le secteur du siège social. En outre, les montants liés aux intérêts et autres charges financières, aux impôts sur les bénéfices, aux intérêts créditeurs et autres produits et aux participations sans contrôle ne seront plus présentés dans le cadre des informations sectorielles. Les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de toutes ces modifications. Ces changements n'ont aucunement influé sur le bénéfice net consolidé.

| Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié) (en millions de dollars) | Pipelines | | Énergie | | Siège social | | Total | |
|--|------------|--------------|------------|------------|--------------|-------------|--------------|--------------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Produits | 1 264 | 1 176 | 1 116 | 957 | - | - | 2 380 | 2 133 |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | (397) | (380) | (392) | (291) | (31) | (27) | (820) | (698) |
| Achats de produits de base revendus | - | - | (447) | (396) | - | - | (447) | (396) |
| Autres produits | 4 | 23 | - | - | 1 | 5 | 5 | 28 |
| Règlement dans le cadre de la faillite de Calpine | - | 279 | - | - | - | - | - | 279 |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | - | (41) | - | - | - | (41) |
| | 871 | 1 098 | 277 | 229 | (30) | (22) | 1 118 | 1 305 |
| Amortissement | (260) | (254) | (86) | (56) | - | - | (346) | (310) |
| | 611 | 844 | 191 | 173 | (30) | (22) | 772 | 995 |
| Intérêts débiteurs | | | | | | | (301) | (224) |
| Charges financières des coentreprises | | | | | | | (14) | (16) |
| Intérêts créditeurs et autres produits | | | | | | | 22 | 11 |
| Impôts sur les bénéfices | | | | | | | (114) | (250) |
| Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées | | | | | | | (35) | (71) |
| Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires | | | | | | | 330 | 445 |

Pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, les informations sectorielles ont été reclassées rétroactivement pour tenir compte de toutes ces modifications.

| Exercices terminés les 31 décembre (non vérifié) (en millions de dollars) | Pipelines | | Énergie | | Siège social | | Total | |
|---|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Produits | 4 650 | 4 712 | 3 969 | 4 116 | - | - | 8 619 | 8 828 |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | (1 645) | (1 590) | (1 307) | (1 336) | (110) | (104) | (3 062) | (3 030) |
| Achats de produits de base revendus | - | (72) | (1 453) | (1 829) | - | - | (1 453) | (1 901) |
| Règlement dans le cadre de la faillite de Calpine | 279 | - | - | 16 | - | - | 279 | 16 |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | (41) | - | - | - | (41) | - |
| Autres produits | 31 | 27 | 1 | 3 | 6 | 2 | 38 | 32 |
| | <u>3 315</u> | <u>3 077</u> | <u>1 169</u> | <u>970</u> | <u>(104)</u> | <u>(102)</u> | <u>4 380</u> | <u>3 945</u> |
| Amortissement | (989) | (1 021) | (258) | (216) | - | - | (1 247) | (1 237) |
| | <u>2 326</u> | <u>2 056</u> | <u>911</u> | <u>754</u> | <u>(104)</u> | <u>(102)</u> | <u>3 133</u> | <u>2 708</u> |
| Intérêts débiteurs | | | | | | | (962) | (961) |
| Charges financières des coentreprises | | | | | | | (72) | (75) |
| Intérêts créditeurs et autres produits | | | | | | | 42 | 118 |
| Impôts sur les bénéfices | | | | | | | (591) | (483) |
| Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilegiées | | | | | | | (130) | (97) |
| Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires | | | | | | | <u>1 420</u> | <u>1 210</u> |

Total de l'actif

(non vérifié)
(en millions de dollars)

31 mars
2009

31 décembre
2008

| | | |
|--------------|----------------------|---------------|
| Pipelines | 27 870 | 25 020 |
| Énergie | 12 539 | 12 006 |
| Siège social | 4 716 | 3 909 |
| | <u>45 125</u> | <u>40 935</u> |

4. Dette à long terme

Le 23 avril 2009, TCPL a déposé un prospectus préalable prévoyant l'émission au Canada de billets à moyen terme totalisant 2,0 milliards de dollars afin de remplacer le prospectus préalable canadien de mars 2007, échu en avril 2009, qui lui avait permis d'émettre des billets à moyen terme au Canada d'un total de 1,5 milliard de dollars.

Le 17 février 2009, la société a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que des billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé en mars 2007.

Le 9 janvier 2009, la société a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Ces billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable d'une valeur de 3,0 milliards de dollars US déposé en janvier 2009, aux termes duquel la société peut prélever 1,0 milliard de dollars US.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, la société a capitalisé des intérêts de 54 millions de dollars (27 millions de dollars en 2008) relativement aux projets d'investissement.

5. Capital-actions

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2009, TCPL a émis 2,2 millions (1,5 million en 2008) d'actions ordinaires en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit d'environ 74 millions de dollars (56 millions de dollars en 2008).

6. Instruments financiers et gestion des risques

TCPL continue de gérer et de surveiller les risques de marché, de contrepartie et de liquidité auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque de contrepartie maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait principalement à la valeur comptable, qui se rapproche de la juste valeur, des actifs financiers non dérivés, tels que les débiteurs, ainsi qu'à la juste valeur des actifs financiers dérivés. Les lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La société ne détient, auprès d'une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 mars 2009, il n'y avait aucun montant important exigible ou représentant une perte de valeur.

TCPL est exposée à d'importants risques liés aux établissements financiers, puisque ces derniers lui fournissent des marges de crédit confirmées ainsi qu'une liquidité critique quant aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt et aux marchés énergétiques de gros ainsi que des lettres de crédit permettant d'atténuer les risques liés aux contreparties insolubles.

L'incertitude persiste sur les marchés financiers mondiaux, et TCPL continue de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties, notamment les établissements financiers. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à de telles contreparties lorsqu'elle l'a jugé nécessaire ou lorsque les modalités contractuelles le permettaient. Dans le cadre de son exploitation, TCPL doit équilibrer le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties au moment de prendre des décisions d'ordre opérationnel.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer de suffisamment de fonds et de facilités de crédit pour faire face à ses obligations au titre de l'exploitation et des dépenses en immobilisations à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles.

Stocks de gaz naturel

Au 31 mars 2009, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente s'établissait à 38 millions de dollars (76 millions de dollars au 31 décembre 2008). Ces montants sont inclus dans les stocks. La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 a donné lieu à une perte nette non réalisée de 23 millions de dollars, qui a été constatée en tant que diminution des produits et des stocks (gain 59 millions de dollars en 2008). Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz

naturel a donné lieu à un gain non réalisé net de 10 millions de dollars (perte de 76 millions de dollars en 2008), montant constaté dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

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 investissement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 31 mars 2009, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 9,6 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) et une juste valeur de 8,5 milliards de dollars (6,7 milliards de dollars US). Au 31 mars 2009, un montant de 277 millions de dollars a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les renseignements sur les instruments dérivés utilisés pour couvrir l'investissement net de la société dans ses établissements étrangers s'établissent comme suit :

Instruments dérivés utilisés comme couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers

| Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars) | Au 31 mars 2009 | | Au 31 décembre 2008 | |
|--|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | Juste valeur ⁽¹⁾ | Montant nominal ou en capital | Juste valeur ⁽¹⁾ | Montant nominal ou en capital |
| Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014) ⁽²⁾ | (280) | 1 550 US | (218) | 1 650 US |
| Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2009) ⁽²⁾ | 3 | 210 US | (42) | 2 152 US |
| Options en dollars US (échues en 2009) | - | - | 6 | 300 US |
| | (277) | 1 760 US | (254) | 4 102 US |

⁽¹⁾ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

⁽²⁾ Au 31 mars 2009.

Sommaire des instruments financiers non dérivés

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers non dérivés s'établissent comme suit :

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | 31 mars 2009 | | 31 décembre 2008 | |
|---|------------------|---------------|------------------|---------------|
| | Valeur comptable | Juste valeur | Valeur comptable | Juste valeur |
| Actifs financiers ⁽¹⁾ | | | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 2 220 | 2 220 | 1 300 | 1 300 |
| Débiteurs et autres actifs ⁽²⁾⁽³⁾ | 1 207 | 1 207 | 1 404 | 1 404 |
| Montant à recevoir de TransCanada Corporation | 1 786 | 1 786 | 1 529 | 1 529 |
| Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾ | 28 | 28 | 27 | 27 |
| | 5 241 | 5 241 | 4 260 | 4 260 |
| Passifs financiers ⁽¹⁾⁽³⁾ | | | | |
| Billets à payer | 800 | 800 | 1 702 | 1 702 |
| Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾ | 1 327 | 1 327 | 1 364 | 1 364 |
| Intérêts courus | 416 | 416 | 361 | 361 |
| Montant à rembourser à TransCanada Corporation | 2 070 | 2 070 | 1 821 | 1 821 |
| Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur | 20 379 | 19 871 | 17 367 | 16 152 |
| Dette à long terme des coentreprises | 1 086 | 1 065 | 1 076 | 1 052 |
| | 26 078 | 25 549 | 23 691 | 22 452 |

(1) Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires consolidé en 2009 et en 2008 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des ajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

(2) Au 31 mars 2009, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 070 millions de dollars (1 257 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les débiteurs et de 165 millions de dollars (174 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les autres actifs.

(3) Constatés au coût amorti.

(4) Au 31 mars 2009, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 306 millions de dollars (1 342 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les créditeurs et de 21 millions de dollars (22 millions de dollars au 31 décembre 2008) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établissent comme suit :

31 mars 2009*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

| | Électricité | Gaz naturel | Produits pétroliers | Change | Intérêts |
|---|-------------|-------------|---------------------|------------|-----------|
| Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾ | | | | | |
| Justes valeurs ⁽²⁾ | | | | | |
| Actifs | 202 \$ | 223 \$ | 8 \$ | 28 \$ | 53 \$ |
| Passifs | (127)\$ | (270)\$ | - | (41)\$ | (115)\$ |
| Valeurs nominales | | | | | |
| Volumes ⁽³⁾ | | | | | |
| Achats | 5 313 | 230 | 180 | - | - |
| Ventes | 7 165 | 184 | 324 | - | - |
| En dollars CA | - | - | - | - | 1 016 |
| En dollars US | - | - | - | 459 US | 1 575 US |
| En yen japonais (en milliards) | - | - | - | 2,9 YJ | - |
| Swaps de devises | - | - | - | 227/157 US | - |
| Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾ | 21 \$ | (35)\$ | 7 \$ | 1 \$ | - |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾ | 10 \$ | 26 \$ | (3)\$ | 6 \$ | (4)\$ |
| Dates d'échéance | 2009-2014 | 2009-2013 | 2009-2010 | 2009-2012 | 2009-2018 |
| Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾ | | | | | |
| Justes valeurs ⁽²⁾ | | | | | |
| Actifs | 200 \$ | 1 \$ | - | 2 \$ | 8 \$ |
| Passifs | (203)\$ | (34)\$ | - | (21)\$ | (80)\$ |
| Valeurs nominales | | | | | |
| Volumes ⁽³⁾ | | | | | |
| Achats | 10 470 | 13 | - | - | - |
| Ventes | 11 463 | - | - | - | - |
| En dollars CA | - | - | - | - | - |
| En dollars US | - | - | - | 10 US | 1 225 US |
| Swaps de devises | - | - | - | 136/100 US | - |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾ | 26 \$ | (10)\$ | - | - | (7)\$ |
| Dates d'échéance | 2009-2014 | 2009-2012 | s.o. | 2009-2013 | 2009-2013 |

(1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et de réduction des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée, y compris les achats et les ventes de gaz naturel liés à l'entreprise de stockage de gaz naturel de la société.

- (2) La juste valeur est égale à la valeur comptable.
- (3) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en gigawatts-heure (« GWh »), en milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») et en milliers de barils.
- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 8 millions de dollars et une valeur nominale de 50 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2009 comprenait des gains de 5 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

2008*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

| | Électricité | Gaz naturel | Produits pétroliers | Change | Intérêts |
|---|-------------|-------------|---------------------|------------|-----------|
| Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction | | | | | |
| Justes valeurs ^{(1) (4)} | | | | | |
| Actifs | 132 \$ | 144 \$ | 10 \$ | 41 \$ | 57 \$ |
| Passifs | (82)\$ | (150)\$ | (10)\$ | (55)\$ | (117)\$ |
| Valeurs nominales ⁽⁴⁾ | | | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | | | |
| Achats | 4 035 | 172 | 410 | - | - |
| Ventes | 5 491 | 162 | 252 | - | - |
| En dollars CA | - | - | - | - | 1 016 |
| En dollars US | - | - | - | 479 US | 1 575 US |
| En yen japonais (en milliards) | - | - | - | 4,3 YJ | - |
| Swaps de devises | - | - | - | 227/157 US | - |
| Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2008 ⁽³⁾ | (3)\$ | (18)\$ | - | (9)\$ | (4)\$ |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2008 ⁽³⁾ | 1 \$ | 26 \$ | - | 5 \$ | 3 \$ |
| Dates d'échéance ⁽⁴⁾ | 2009-2014 | 2009-2011 | 2009 | 2009-2012 | 2009-2018 |
| Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾ | | | | | |
| Justes valeurs ^{(1) (4)} | | | | | |
| Actifs | 115 \$ | - | - | 2 \$ | 8 \$ |
| Passifs | (160)\$ | (18)\$ | - | (24)\$ | (122)\$ |
| Valeurs nominales ⁽⁴⁾ | | | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | | | |
| Achats | 8 926 | 9 | - | - | - |
| Ventes | 13 113 | - | - | - | - |
| En dollars CA | - | - | - | - | 50 |
| En dollars US | - | - | - | 15 US | 1 475 US |
| Swaps de devises | - | - | - | 136/100 US | - |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s du trimestre terminé le 31 mars 2008 ⁽³⁾ | (1)\$ | 8 \$ | - | - | 1 \$ |
| Dates d'échéance ⁽⁴⁾ | 2009-2014 | 2009-2011 | s. o. | 2009-2013 | 2009-2019 |

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable.

(2) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en Gpi³ et en milliers de barils.

(3) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux de change et les taux d'intérêt sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

- (4) Au 31 décembre 2008.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 8 millions de dollars et une valeur nominale de 50 millions de dollars et 50 millions de dollars US au 31 décembre 2008. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, aucun gain réalisé net ni aucune perte réalisée nette n'ont été constatés. Au premier trimestre de 2008, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant lié à l'inefficacité des couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2008 comprenait des gains de 2 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2008, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | 31 mars 2009 | 31 décembre 2008 |
|---|---------------------|-------------------------|
| À court terme | | |
| Autres actifs à court terme | 503 | 318 |
| Créditeurs | (532) | (298) |
| À long terme | | |
| Autres actifs | 222 | 191 |
| Montants reportés | (636) | (694) |

7. 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 se présente comme suit :

| <i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i> | Régimes de retraite | | Autres régimes d'avantages sociaux | |
|---|---------------------|------|---------------------------------------|------|
| | 2009 | 2008 | 2009 | 2008 |
| Coût des services rendus au cours de la période | 11 | 13 | - | - |
| Intérêts débiteurs | 23 | 19 | 2 | 2 |
| Rendement prévu des actifs des régimes | (25) | (23) | - | - |
| Amortissement de la perte actuarielle nette | 1 | 4 | - | - |
| Amortissement des coûts au titre des services passés | 1 | 1 | - | - |
| Coût net constaté au titre des avantages | 11 | 14 | 2 | 2 |

8. Opérations entre apparentés

En février 2009, TransCanada a avancé à TCPL des fonds supplémentaires de 249 millions de dollars sur sa facilité de crédit renouvelable remboursable à vue établi en mai 2003.

En février 2009, TransCanada a émis un billet à ordre de 249 millions de dollars en faveur d'une filiale de TCPL. Ce billet à ordre ne porte pas intérêt et est remboursable à vue.

TCPL est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs éventuels. Renseignements :

Relations avec les investisseurs, au 800-361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis). Numéro d'accès direct : David Moneta/Myles Dougan/Terry Hook au 403-920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : Cecily Dobson/Terry Cunha au 403-920-7859 ou au 800-608-7859.

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