

TRANSCANADA PIPELINES LIMITED – TROISIÈME TRIMESTRE DE 2008

Rapport trimestriel

Rapport de gestion

Daté du 27 octobre 2008, 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 et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008. 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 2007 de TCPL pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TCPL, y compris la notice annuelle et les autres documents d'information continue de la société, sur SEDAR à www.sedar.com, sous TransCanada PipeLines Limited. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2007 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. 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 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 rapport de gestion 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 », « résultat comparable par action », « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières définies 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 mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel, 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 opérationnel de TCPL, sur sa situation de trésorerie, et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

La direction utilise la mesure « résultat comparable (charges comparables) » pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable comprend le bénéfice net ajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société. 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, 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 des 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 et du bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires.

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.

Le bénéfice d'exploitation est une mesure déclarée par l'entreprise d'énergie de la société. Il représente les produits moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice net est présenté sous la rubrique « Énergie » du présent rapport de gestion.

Acquisitions

Ravenswood

Le 26 août 2008, TCPL a acheté à National Grid plc (« National Grid ») tous les titres de participation en circulation de KeySpan-Ravenswood, LLC et de KeySpan Ravenswood Services Corp. en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture de l'opération. Ensemble, ces deux entreprises détiennent, contrôlent et exploitent la centrale électrique à cycle combiné de Ravenswood (« Ravenswood »). Cette centrale est munie d'une turbine à vapeur d'une puissance de 2 480 mégawatts (« MW ») et située à Queens, dans l'État de New York.

L'acquisition a été financée au moyen du produit de l'émission récente de titres de participation et de titres de créance de la société, de l'encaisse et des fonds prélevés sur les facilités de crédit nouvellement établies.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net

| (non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|------------|---|------------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Pipelines | | | | |
| Résultat comparable | 173 | 163 | 530 | 484 |
| Postes particuliers (déduction faite des impôts) : | | | | |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine | - | - | 152 | - |
| Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN | - | - | 10 | - |
| Bénéfice net | 173 | 163 | 692 | 484 |
| Énergie | | | | |
| Résultat comparable | 202 | 156 | 494 | 352 |
| Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) : | | | | |
| Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme | (2) | - | (6) | - |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadway | - | - | (27) | - |
| Ajustements d'impôts | - | - | - | 4 |
| Bénéfice net | 200 | 156 | 461 | 356 |
| Siège social | | | | |
| Charges comparables | (16) | (14) | (33) | (45) |
| Poste particulier : | | | | |
| Redressements et ajustements d'impôts | 26 | 15 | 26 | 42 |
| Bénéfice net (charges nettes) | 10 | 1 | (7) | (3) |
| Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires⁽¹⁾ | 383 | 320 | 1 146 | 837 |
| (1) Résultat comparable | 359 | 305 | 991 | 791 |
| Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) : | | | | |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine | - | - | 152 | - |
| Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN | - | - | 10 | - |
| Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme | (2) | - | (6) | - |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | (27) | - |
| Redressements et ajustements d'impôts | 26 | 15 | 26 | 46 |
| Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires | 383 | 320 | 1 146 | 837 |

Au troisième trimestre de 2008, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires de TCPL s'est chiffré à 383 millions de dollars, comparativement à 320 millions de dollars au troisième trimestre de 2007. Cette progression de 63 millions de dollars provient principalement du résultat supérieur de tous les secteurs au troisième trimestre de 2008. Le résultat de l'entreprise d'énergie a progressé au troisième trimestre de 2008 comparativement au même trimestre de 2007, surtout en raison de l'accroissement du résultat des installations énergétiques de l'Est et de Bruce Power. Le résultat d'exploitation des installations énergétiques de l'Est s'est accru au troisième trimestre de 2008 par rapport au trimestre correspondant de 2007. Cette hausse s'explique par le relèvement des prix réalisés pour l'électricité en Nouvelle-Angleterre, les débits d'écoulement supérieurs des actifs de production de TC Hydro et le bénéfice supplémentaire découlant de l'acquisition de Ravenswood le 26 août 2008. Le résultat des établissements de Bruce Power a augmenté au troisième trimestre de 2008 par rapport au trimestre correspondant de 2007 en raison de la hausse des prix et de la production. Au troisième trimestre de 2008, le résultat du secteur du siège social a progressé par rapport au trimestre correspondant de 2007, surtout en raison de l'inclusion, au troisième trimestre de 2008, d'ajustements d'impôts positifs de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes, comparativement à l'inclusion, au troisième trimestre de 2007, de redressements d'impôts favorables et d'intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars s'appliquant à des exercices antérieurs. Le résultat du secteur des pipelines a progressé au troisième trimestre de 2008 comparativement à la même période de 2007, surtout en raison de la montée du résultat d'ANR et de GTN.

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2008 s'est établi à 359 millions de dollars, comparativement à 305 millions de dollars pour la même période en 2007. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2008 ne tenait pas compte des ajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars et des pertes non réalisées nettes de 2 millions de dollars découlant des modifications à 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 résultat comparable du troisième trimestre de 2007 excluait des redressements d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars.

Pour les neuf premiers mois de 2008, le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires a été de 1,1 milliard de dollars comparativement à 837 millions de dollars pour la même période en 2007. La hausse de 309 millions de dollars du bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires des neuf premiers mois de 2008 par rapport à la même période en 2007 découle de la majoration du résultat de tous les secteurs. Le résultat du secteur des pipelines a été plus élevé pour les neuf premiers mois de 2008 qu'il ne l'avait été pour les neuf premiers mois de 2007, et ce, surtout en raison de gains de 152 millions de dollars après les impôts (240 millions de dollars avant les impôts) sur les actions reçues par GTN et Portland dans le cadre de règlements à la suite de la faillite de certaines succursales de Calpine Corporation (« Calpine ») et du produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) reçu par GTN en règlement d'une action en justice. Le résultat du secteur des pipelines a par ailleurs augmenté en raison du résultat d'ANR pour une période complète de neuf mois en 2008 et de l'incidence positive du règlement du dossier tarifaire de GTN approuvé en janvier 2008. Pour les neuf premiers mois de 2008, le résultat du secteur de l'énergie a été supérieur à celui de la période correspondante de 2007, ce qui s'explique par la progression du résultat des installations énergétiques de l'Est, des installations énergétiques de l'Ouest et des installations de Bruce Power, principalement en raison de la hausse des prix réalisés, annulée en partie par la réduction de valeur de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) de coûts antérieurement capitalisés au titre du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater. Les charges nettes du secteur du siège social ont progressé au cours des neuf premiers mois de 2008,

principalement en raison de la réduction des gains sur les instruments dérivés servant à gérer le risque de la société aux fluctuations des taux de change, annulée en partie par la compression des charges financières. Les charges nettes du secteur du siège social comprenaient des ajustements d'impôts sur les bénéfices favorables de 26 millions de dollars au cours des neuf premiers mois de 2008. Le bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires des neuf premiers mois de 2007 comprenait des ajustements d'impôts favorables de 46 millions de dollars, montant incluant les 15 millions de dollars susmentionnés et le montant de 31 millions de dollars (27 millions de dollars pour le secteur du siège social et 4 millions de dollars pour celui de l'énergie) constatés en 2007 relativement à des modifications à la législation fédérale et provinciale en matière d'imposition des sociétés, à la résolution de certaines questions d'impôts sur les bénéfices et à une restructuration interne.

Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2008 s'est chiffré à 991 millions de dollars, alors qu'il avait été de 791 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. Il ne tient pas compte des gains de 152 millions de dollars reçus dans le cadre de la faillite de Calpine, du règlement de 10 millions de dollars touché par GTN à l'issue d'une action en justice, de la radiation des coûts de 27 millions de dollars liés au projet de GNL de Broadwater, des pertes nettes non réalisées de 6 millions de dollars découlant des ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des ajustements d'impôts sur les bénéfices favorables de 26 millions de dollars. Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2007 ne tenait pas compte d'ajustements d'impôts sur les bénéfices favorables de 46 millions de dollars.

Les résultats de chaque secteur pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent rapport de gestion.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 702 millions de dollars et à 2,3 milliards de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, en hausse de respectivement 5 millions de dollars (1 %) et de 420 millions de dollars (22 %) comparativement aux mêmes périodes en 2007. Pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation, il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Pipelines

Au troisième trimestre de 2008, le bénéfice net et le résultat comparable de l'entreprise de pipelines se sont établis à 173 millions de dollars, soit 10 millions de dollars de plus que le bénéfice net et le résultat comparable de 163 millions de dollars constatés au troisième trimestre de 2007.

Le bénéfice net et le résultat comparable de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 se sont chiffrés respectivement à 692 millions de dollars et 530 millions de dollars, comparativement au bénéfice net et résultat comparable de 484 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007. Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2008 excluait le bénéfice de 152 millions de dollars après les impôts sur les actions de Calpine reçues par GTN et Portland comme règlements dans le cadre de la faillite de Calpine et le règlement de 10 millions de dollars après les impôts reçu par GTN dans le cadre de la poursuite d'un fournisseur de logiciel.

Résultats de l'entreprise de pipelines

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|------------|---|------------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Pipelines détenus en propriété exclusive | | | | |
| Réseau principal au Canada | 66 | 69 | 204 | 201 |
| Réseau de l'Alberta | 32 | 32 | 97 | 97 |
| ANR ⁽¹⁾ | 24 | 19 | 94 | 69 |
| GTN | 15 | 10 | 49 | 26 |
| Foothills | 6 | 6 | 19 | 20 |
| | 143 | 136 | 463 | 413 |
| Autres pipelines | | | | |
| Great Lakes ⁽²⁾ | 9 | 11 | 32 | 36 |
| PipeLines LP ⁽³⁾ | 3 | 8 | 15 | 14 |
| Iroquois | 5 | 3 | 13 | 11 |
| Tamazunchale | 5 | 2 | 9 | 7 |
| Autres ⁽⁴⁾ | 8 | 8 | 29 | 33 |
| Mise en valeur des régions nordiques | (2) | (1) | (3) | (3) |
| Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers | 2 | (4) | (28) | (27) |
| | 30 | 27 | 67 | 71 |
| Résultat comparable | 173 | 163 | 530 | 484 |
| Postes particuliers (déduction faite des impôts) : | | | | |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine ⁽⁵⁾ | - | - | 152 | - |
| Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN | - | - | 10 | - |
| Bénéfice net | 173 | 163 | 692 | 484 |

(1) Les résultats d'ANR comprennent le résultat d'exploitation depuis la date d'acquisition, soit le 22 février 2007.

(2) Les résultats de Great Lakes tiennent compte de la participation de 53,6 % de TCPL dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 et de la participation de 50 % avant cette date.

(3) Les résultats de PipeLines LP reflètent une participation réelle supplémentaire de TCPL de 14,9 % dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 en raison de l'acquisition, par PipeLines LP, d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes et de la participation de 32,1 % que détient TCPL dans PipeLines LP.

(4) Le poste Autres comprend les résultats de Portland, Ventures LP, TQM, TransGas et Gas Pacifico/INNERGY.

(5) GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine ayant une valeur après les impôts initiale de respectivement 95 millions de dollars et 38 millions de dollars (quote-part de TCPL) relativement aux règlements dans le cadre de la faillite de Calpine. Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain après les impôts supplémentaire de 19 millions de dollars.

Pipelines détenus en propriété exclusive

Le bénéfice net du réseau principal au Canada au troisième trimestre de 2008, à 66 millions de dollars, est de 3 millions de dollars inférieur au chiffre de 69 millions de dollars enregistré au troisième trimestre de 2007, principalement en raison des primes de rendement inférieures touchées et de la compression des économies de coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, le bénéfice net du réseau principal au Canada a progressé de 3 millions de dollars pour passer à 204 millions de dollars, hausse provenant surtout du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires supérieur, déterminé par l'ONÉ, qui est passé de 8,46 % en 2007 à 8,71 % en 2008, annulée en partie par la diminution de la base tarifaire moyenne.

Le résultat net du réseau de l'Alberta pour le troisième trimestre et la période de neuf mois terminés les 30 septembre 2008 et 2007 s'est élevé respectivement à 32 millions de dollars et à 97 millions de dollars. Le résultat des deux périodes visées en 2008 est le même qu'en 2007. Le résultat de 2008 rend compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 8,75 %, comparativement à un taux de 8,51 % en 2007, sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 35 % dans les deux cas.

Le bénéfice net d'ANR a été de 24 millions de dollars au troisième trimestre de 2008, alors qu'il s'était chiffré à 19 millions de dollars au troisième trimestre de 2007. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2008 s'est établi à 94 millions de dollars, comparativement à 69 millions de dollars pour la période allant du 22 février 2007 au 30 septembre 2007. La hausse constatée au troisième trimestre de 2008 provient principalement de l'accroissement des produits tirés des nouveaux projets de croissance, annulé en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. La progression pour les neuf premiers mois de 2008 s'explique surtout par le résultat pour la période complète de neuf mois en 2008 et les produits supérieurs découlant des nouveaux projets de croissance, atténués en partie par l'accroissement des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et l'incidence négative, sur le résultat, du raffermissement du dollar canadien.

Le résultat comparable de GTN pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 a été de respectivement 5 millions de dollars et 23 millions de dollars supérieur aux chiffres inscrits pour les périodes correspondantes en 2007, et ce, en raison surtout de l'incidence positive du règlement du dossier tarifaire approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis en janvier 2008 et de la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, ces hausses ont été en partie contrées par l'incidence négative, sur le résultat, du raffermissement du dollar canadien.

Données sur l'exploitation

| Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié) | Réseau principal au Canada ⁽¹⁾ | | Réseau de l'Alberta ⁽²⁾ | | ANR ⁽³⁾⁽⁴⁾ | | Réseau de GTN ⁽³⁾ | | Foothills | |
|--|---|-------|---------------------------------------|-------|-----------------------|------|---------------------------------|------|------------|-------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Base tarifaire moyenne (en millions de dollars) | 7 065 | 7 323 | 4 322 | 4 236 | s.o. | s.o. | s.o. | s.o. | 755 | 824 |
| Volumes livrés (en milliards de pieds cubes) | | | | | | | | | | |
| Total | 2 595 | 2 359 | 2 833 | 2 993 | 1 243 | 829 | 595 | 600 | 955 | 1 058 |
| Moyenne quotidienne | 9,5 | 8,6 | 10,3 | 11,0 | 4,5 | 3,8 | 2,2 | 2,2 | 3,5 | 3,9 |

- (1) Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 460 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (1 601 Gpi³ en 2007); la moyenne quotidienne s'est établie à 5,3 Gpi³ (5,9 Gpi³ en 2007).
- (2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 2 908 Gpi³ pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 (3 064 Gpi³ en 2007); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,6 Gpi³ (11,2 Gpi³ en 2007).
- (3) Les réseaux d'ANR et de GTN sont exploités conformément à un modèle tarifaire fixe approuvé par la FERC. Par conséquent, les résultats de ces réseaux ne sont pas fonction d'une base tarifaire moyenne.
- (4) Les résultats d'ANR comprennent les volumes de livraison depuis la date d'acquisition le 22 février 2007.

Autres pipelines

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008, la quote-part revenant à TCPL du bénéfice net des autres pipelines s'est chiffrée à 30 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 27 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2007. La hausse provient avant tout de la compression des frais généraux, d'administration et autres ainsi que du résultat supérieur d'Iroquois et de Tamazunchale, atténués en partie par la diminution du résultat de PipeLines LP et de Great Lakes. Les frais généraux, d'administration et autres ont diminué en raison de la capitalisation des frais d'aménagement de projets liés à l'expansion du réseau d'oléoducs Keystone. Le résultat de PipeLines LP a reculé, surtout en raison de l'ajustement positif inscrit au troisième trimestre de 2007 relativement à l'accroissement de la participation de TCPL.

Le résultat de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 s'est chiffré à 67 millions de dollars, comparativement au chiffre de 71 millions de dollars inscrit pour la période correspondante de 2007. Cette diminution provient principalement de l'incidence du raffermissement du dollar canadien sur le résultat libellé en dollars US, annulé en partie par la hausse du résultat d'Iroquois, de PipeLines LP et de Tamazunchale.

Au 30 septembre 2008, TCPL avait consenti des avances de 140 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 de l'approbation des organismes de réglementation et de l'appui du gouvernement du Canada au sujet d'un cadre fiscal acceptable. Des entretiens détaillés avec le gouvernement fédéral ont eu lieu et se poursuivent, et le calendrier de réalisation du projet demeure incertain. Advenant que la coentreprise ne parvienne pas à une entente avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, les parties devront déterminer les étapes subséquentes appropriées dans le cadre du projet, notamment, en ce qui concerne TCPL, un examen de la valeur attribuable aux avances à l'APG.

Énergie

Le bénéfice net du secteur de l'énergie au troisième trimestre de 2008, à 200 millions de dollars, est de 44 millions de dollars supérieur au chiffre de 156 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2007. Pour sa part, le résultat comparable du troisième trimestre de 2008 a augmenté de 46 millions de dollars comparativement à la même période en 2007 pour atteindre 202 millions de dollars. Il ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de 2 millions de dollars 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.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, le bénéfice net du secteur de l'énergie a été de 461 millions de dollars, soit 105 millions de dollars de plus que les 356 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2007. Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2008, à 494 millions de dollars, est de 142 millions de dollars supérieur au chiffre constaté pour la même période en 2007 et il ne tient pas compte d'une radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) des coûts antérieurement capitalisés au titre du projet de GNL de Broadwater et des pertes non réalisées nettes de 6 millions de dollars après les impôts (8 millions de dollars avant les impôts) découlant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel. Le résultat comparable des neuf premiers mois de 2007, à 352 millions de dollars, ne tenait pas compte d'ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices de 4 millions de dollars.

Résultats de l'entreprise d'énergie

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|------------|---|------------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Installations énergétiques de l'Ouest | 126 | 120 | 320 | 250 |
| Installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾ | 100 | 52 | 265 | 189 |
| Bruce Power | 83 | 64 | 151 | 124 |
| Stockage de gaz naturel | 29 | 39 | 95 | 89 |
| Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers | (41) | (38) | (117) | (113) |
| Bénéfice d'exploitation | 297 | 237 | 714 | 539 |
| Charges financières | (5) | (6) | (16) | (16) |
| Intérêts créditeurs et autres produits | (1) | 2 | 3 | 8 |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | (41) | - |
| Impôts sur les bénéfices | (91) | (77) | (199) | (175) |
| Bénéfice net | 200 | 156 | 461 | 356 |
| Résultat comparable | 202 | 156 | 494 | 352 |
| Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) : | | | | |
| Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme | (2) | - | (6) | - |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | (27) | - |
| Ajustements d'impôts | - | - | - | 4 |
| Bénéfice net | 200 | 156 | 461 | 356 |

(1) Les résultats des installations énergétiques de l'Est comprennent le résultat de Ravenswood depuis la date d'acquisition, soit le 26 août 2008.

*Installations énergétiques de l'Ouest***Résultats des installations énergétiques de l'Ouest**

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|---|---|-------|---|-------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Produits | | | | |
| Électricité | 264 | 302 | 842 | 800 |
| Autres ⁽¹⁾ | 56 | 22 | 108 | 71 |
| | 320 | 324 | 950 | 871 |
| Achats de produits de base revendus | | | | |
| Électricité | (129) | (149) | (423) | (454) |
| Autres ⁽²⁾ | (13) | (18) | (47) | (53) |
| | (142) | (167) | (470) | (507) |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | (47) | (32) | (141) | (100) |
| Amortissement | (5) | (5) | (19) | (14) |
| Bénéfice d'exploitation | 126 | 120 | 320 | 250 |

(1) Les autres produits comprennent les ventes de gaz naturel, de soufre et de noir de carbone thermique.

(2) Les autres achats de produits de base revendus comprennent le coût des ventes de gaz naturel.

Volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest

| (non vérifié) (en GWh) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|-------|---|--------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Offre | | | | |
| Électricité produite | 598 | 560 | 1 733 | 1 683 |
| Électricité achetée | | | | |
| CAE de Sundance A et B et de Sheerness | 2 949 | 2 860 | 9 143 | 8 990 |
| Autres achats | 180 | 362 | 627 | 1 227 |
| | 3 727 | 3 782 | 11 503 | 11 900 |
| Ventes | | | | |
| Électricité vendue à contrat | 2 686 | 2 845 | 8 579 | 9 354 |
| Électricité vendue au comptant | 1 041 | 937 | 2 924 | 2 546 |
| | 3 727 | 3 782 | 11 503 | 11 900 |

Au troisième trimestre de 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 126 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de plus que le chiffre de 120 millions de dollars inscrit au troisième trimestre de 2007, hausse principalement attribuable à l'augmentation de 17 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) des ventes de soufre à des prix beaucoup plus élevés en 2008. Depuis 2005, TCPL vend de modestes quantités de soufre à un prix correspondant au seuil de rentabilité. Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a subi le contrecoup, au troisième trimestre de 2008, de l'amenuisement des marges au sein du portefeuille d'installations énergétiques en Alberta compte tenu du recul des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché pour les volumes d'électricité visés par des contrats ou non et vendus en Alberta. La baisse des coûts liés aux conventions d'achat d'électricité (« CAE ») a atténué en partie cette baisse. Les coûts thermiques sur le marché sont établis en divisant le prix moyen de l'électricité par mégawatt-heure (« MWh ») par le prix moyen du gaz naturel par gigajoule (« GJ ») pour une période donnée.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont diminué au troisième trimestre de 2008 comparativement à la même période de 2007 en raison du fléchissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble.

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 des portefeuilles permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts advenant qu'elles soient obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 28 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au troisième trimestre de 2008, comparativement à 25 % pour la période correspondante de 2007. 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 30 septembre 2008, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 2 800 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2008 et 8 300 GWh d'électricité en 2009.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 70 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2007 pour atteindre 320 millions de dollars, principalement en raison des prix de l'électricité plus forts réalisés dans leur ensemble.

Installations énergétiques de l'Est

Résultats des installations énergétiques de l'Est⁽¹⁾

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|---|---|-------|---|-------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Produits | | | | |
| Électricité | 311 | 392 | 852 | 1 135 |
| Autres ⁽²⁾ | 81 | 39 | 258 | 186 |
| | 392 | 431 | 1 110 | 1 321 |
| Achats de produits de base revendus | | | | |
| Électricité | (121) | (226) | (362) | (586) |
| Autres ⁽³⁾ | (77) | (38) | (239) | (163) |
| | (198) | (264) | (601) | (749) |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | (74) | (103) | (196) | (347) |
| Amortissement | (20) | (12) | (48) | (36) |
| Bénéfice d'exploitation | 100 | 52 | 265 | 189 |

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Ravenswood depuis le 26 août 2008 et Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007.

(2) Les autres produits comprennent les ventes de gaz naturel.

(3) Les autres achats de produits de base revendus comprennent le coût du gaz naturel vendu.

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

| (non vérifié) (en GWh) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--------------------------------|---|-------|---|--------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Offre | | | | |
| Production | 1 442 | 1 915 | 3 584 | 5 966 |
| Achats | 1 638 | 2 087 | 4 545 | 5 175 |
| | 3 080 | 4 002 | 8 129 | 11 141 |
| Ventes | | | | |
| Électricité vendue à contrat | 3 048 | 3 913 | 7 931 | 10 707 |
| Électricité vendue au comptant | 32 | 89 | 198 | 434 |
| | 3 080 | 4 002 | 8 129 | 11 141 |

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Ravenswood depuis le 26 août 2008, Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007 et Bécancour pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007.

Les installations énergétiques de l'Est ont affiché un bénéfice d'exploitation de 100 millions de dollars et de 265 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, soit une hausse de respectivement 48 millions de dollars et 76 millions de dollars comparativement aux mêmes périodes en 2007. Ces hausses proviennent avant tout du recul du coût total par GWh sur les volumes réduits d'électricité achetés, de l'augmentation des prix de l'électricité réalisés en Nouvelle-Angleterre, des débits d'écoulement supérieurs des actifs de production de TC Hydro et du bénéfice d'exploitation supplémentaire de 9 millions de dollars (6 millions de dollars après les impôts) découlant de l'acquisition de Ravenswood le 26 août 2008. Ces hausses ont été en partie atténuées par la baisse des ventes aux clients des secteurs commercial et industriel. L'accord prévoyant l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour à partir du 1^{er} janvier 2008 a fait baisser les produits des ventes d'électricité, les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts ainsi que les volumes de production et les ventes contractuelles en 2008. L'accord temporaire n'a pas eu de répercussions importantes sur le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est en raison des paiements de capacité touchés aux termes de l'entente conclue avec Hydro-Québec.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est, à 311 millions de dollars au troisième trimestre de 2008, ont régressé de 81 millions de dollars comparativement au troisième trimestre de 2007, et ce, en raison de l'interruption temporaire de la production à la centrale de Bécancour et de la baisse des ventes aux clients des secteurs commercial et industriel de la Nouvelle-Angleterre, annulées en partie par la hausse des prix réalisés en Nouvelle-Angleterre et le bénéfice supplémentaire provenant de Ravenswood. Les achats de produits de base revendus, soit 121 millions de dollars et les volumes d'électricité achetés, soit 1 638 GWh, ont affiché un recul au troisième trimestre de 2008 en raison du repli des volumes des ventes aux clients des secteurs commercial et industriel et du coût par GWh généralement inférieur pour les volumes d'électricité achetés. 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 74 millions de dollars au troisième trimestre de 2008, montant inférieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui s'explique par l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour, annulée en partie par les frais d'exploitation supplémentaires inhérents à Ravenswood.

Pour la période visée, l'électricité vendue sur le marché au comptant a représenté environ 1 % des volumes des ventes d'électricité, pourcentage comparable à celui du troisième trimestre de 2007. Les activités des installations énergétiques de l'Est consistent principalement à vendre la majorité de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant, les installations énergétiques de l'Est avaient conclu, au 30 septembre 2008, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 2 500 GWh d'électricité pour le reste de 2008 et pour 6 300 GWh en 2009. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients.

Bruce Power

| Résultats de Bruce Power (non vérifié) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|-------|---|---------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Bruce Power (base de 100 %) (en millions de dollars) | | | | |
| Produits | | | | |
| Électricité | 580 | 517 | 1 540 | 1 427 |
| Autres ⁽¹⁾ | 39 | 35 | 76 | 85 |
| | 619 | 552 | 1 616 | 1 512 |
| Charges d'exploitation | | | | |
| Exploitation et entretien ⁽²⁾ | (245) | (239) | (827) | (793) |
| Combustible | (37) | (23) | (100) | (76) |
| Loyer supplémentaire ⁽²⁾ | (43) | (43) | (130) | (128) |
| Amortissement | (37) | (43) | (110) | (115) |
| | (362) | (348) | (1 167) | (1 112) |
| Bénéfice d'exploitation | 257 | 204 | 449 | 400 |
| Quote-part de TCPL - Bruce A | 18 | 12 | 68 | 29 |
| Quote-part de TCPL - Bruce B | 69 | 57 | 97 | 108 |
| Quote-part de TCPL | 87 | 69 | 165 | 137 |
| Ajustements | (4) | (5) | (14) | (13) |
| Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation cumulé de TCPL | 83 | 64 | 151 | 124 |
| Bruce Power – Données complémentaires | | | | |
| Capacité disponible des centrales | | | | |
| Bruce A | 85 % | 79 % | 88 % | 81 % |
| Bruce B | 94 % | 96 % | 82 % | 88 % |
| Capacité cumulée de Bruce Power | 92 % | 90 % | 85 % | 86 % |
| Jours d'arrêts d'exploitation prévus | | | | |
| Bruce A | 14 | 2 | 47 | 52 |
| Bruce B | - | - | 100 | 80 |
| Jours d'arrêts d'exploitation imprévus | | | | |
| Bruce A | 5 | 27 | 7 | 34 |
| Bruce B | 11 | 8 | 59 | 29 |
| Volume des ventes (en GWh) | | | | |
| Bruce A – 100 % | 2 790 | 2 610 | 8 580 | 7 930 |
| Quote-part de TCPL | 1 356 | 1 272 | 4 182 | 3 863 |
| Bruce B – 100 % | 6 810 | 6 820 | 17 660 | 18 620 |
| Quote-part de TCPL | 2 153 | 2 155 | 5 581 | 5 884 |
| Volumes cumulés de Bruce Power – 100 % | 9 600 | 9 430 | 26 240 | 26 550 |
| Quote-part de TCPL | 3 509 | 3 427 | 9 763 | 9 747 |
| Résultats par MWh | | | | |
| Produits de Bruce A | 63 \$ | 60 \$ | 62 \$ | 59 \$ |
| Produits de Bruce B | 59 \$ | 53 \$ | 57 \$ | 52 \$ |
| Produits cumulés de Bruce Power | 60 \$ | 55 \$ | 59 \$ | 54 \$ |
| Combustible cumulé de Bruce Power | 4 \$ | 3 \$ | 4 \$ | 3 \$ |
| Charges d'exploitation cumulées de BrucePower ⁽³⁾ | 36 \$ | 36 \$ | 43 \$ | 41 \$ |
| Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant | 23 % | 52 % | 25 % | 45 % |

(1) Comprend, pour Bruce A, des recouvrements de coûts de combustible de 17 millions de dollars et de 45 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 (9 millions de dollars et 25 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007). Comprend un gain de 15 millions de dollars et une perte de 3 millions de dollars attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 (gains de 18 millions de dollars et de 36 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007).

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

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

À 83 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation cumulé que TCPL a tiré de son placement dans Bruce Power s'est affaibli de 19 millions de dollars au troisième trimestre de 2008, comparativement à

la période correspondante de 2007, et ce, surtout en raison des produits supérieurs résultant des prix réalisés plus élevés et de la production accrue.

La quote-part revenant à TCPL du bénéfice d'exploitation de Bruce A a augmenté pour passer de 6 millions de dollars au troisième trimestre de 2007 à 18 millions de dollars au troisième trimestre de 2008 en raison de la hausse de la production et des prix contractuels réalisés.

La quote-part revenant à TCPL du bénéfice d'exploitation de Bruce B a augmenté de 12 millions de dollars depuis le troisième trimestre de 2007 pour passer à 69 millions de dollars au troisième trimestre de 2008, principalement en raison de la hausse des prix réalisés au cours du troisième trimestre de 2008. Cet accroissement s'explique par les prix contractuels supérieurs sur une proportion plus élevée de volumes vendus aux termes de contrats pendant le trimestre terminé le 30 septembre 2008 comparativement à la même période en 2007. Le relèvement des prix sur le marché au comptant en Ontario a lui aussi contribué à cette augmentation.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, le bénéfice d'exploitation cumulé que TCPL a tiré de son placement dans Bruce Power s'est chiffré à 151 millions de dollars, alors qu'il avait été de 124 millions de dollars pour la même période en 2007. Cette hausse de 27 millions de dollars est surtout attribuable à l'augmentation des prix réalisés en raison de l'accroissement des prix contractuels sur une proportion supérieure de volumes vendus aux termes de contrats et de la production accrue de Bruce A, annulée en partie par la baisse de production de Bruce B, les gains non réalisés en 2007 découlant de modifications à la juste valeur des swaps et des contrats à terme d'électricité ainsi que de la progression des coûts d'exploitation et de ceux liés au personnel en 2008 comparativement à 2007.

La quote-part revenant à TCPL de l'électricité produite par Bruce Power a légèrement augmenté, passant de 3 427 GWh au troisième trimestre de 2007 à 3 509 GWh au troisième trimestre de 2008. Les réacteurs de Bruce ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 92 % au troisième trimestre de 2008, comparativement à 90 % au troisième trimestre de 2007. Cette hausse au troisième trimestre de 2008 provient de la réduction du nombre de jours d'arrêts d'exploitation pour entretien correctif à Bruce A, atténuée en partie par l'augmentation du nombre de jours d'arrêts d'exploitation pour entretien préventif à Bruce A. En raison des arrêts d'exploitation qui ont eu lieu jusqu'à maintenant, la capacité disponible globale des centrales en 2008 devrait se situer entre 85 % et 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et entre 80 % et 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), toute la production de Bruce A du troisième trimestre de 2008 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 au troisième trimestre de 2007. En outre, 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 troisième trimestre de 2008 et de 46,82 \$ le MWh au troisième trimestre de 2007. Les prix de référence de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation. Les rentrées de fonds aux termes du mécanisme de prix plancher pour 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 bénéfice net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds aux termes de ce mécanisme. Pour réduire encore plus le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, au 30 septembre 2008, Bruce B a conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 4 760 GWh de sa production pour le reste de 2008 et 10 760 GWh de celle de 2009.

Au 30 septembre 2008, Bruce A avait engagé des coûts de 2,4 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.

Capacité disponible des centrales

Capacité disponible moyenne pondérée des centrales⁽¹⁾

| (non vérifié) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|---|---|------|---|------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾ | 92 % | 91 % | 87 % | 93 % |
| Installations énergétiques de l'Est ⁽³⁾ | 98 % | 99 % | 96 % | 97 % |
| Bruce Power | 92 % | 90 % | 85 % | 86 % |
| Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power | 97 % | 97 % | 94 % | 95 % |
| Toutes les centrales | 94 % | 94 % | 90 % | 92 % |

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

(2) La capacité disponible des installations énergétiques de l'Ouest a diminué au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 en raison d'un arrêt d'exploitation à la centrale de Cancarb.

(3) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Ravenswood depuis le 26 août 2008, Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007 et Bécancour pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel s'est replié de 10 millions de dollars, passant de 39 millions de dollars au troisième trimestre de 2007 à 29 millions de dollars au troisième trimestre de 2008. Le recul s'explique surtout par la baisse des écarts pour le prix saisonnier réalisé pour le gaz naturel aux installations d'Edson et de CrossAlta comparativement à la même période en 2007.

Depuis la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007, le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel a progressé de 6 millions de dollars pour atteindre 95 millions de dollars au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008. Cette augmentation est principalement attribuable à l'installation d'Edson, qui est devenue entièrement opérationnelle en avril 2007, alors qu'elle était en cours de mise en service auparavant.

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage du gaz naturel s'est chiffré à 29 millions de dollars et à 95 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008. Il comprend des pertes non réalisées nettes de respectivement 2 millions de dollars avant les impôts (2 millions de dollars après les impôts) et de 8 millions de dollars avant les impôts (6 millions de dollars après les impôts) 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. Ces pertes non réalisées ne sont pas comprises dans la détermination du résultat comparable. Puisque 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, les marges positives sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. 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.

Siège social

Le bénéfice net du secteur du siège social pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008 s'est chiffré à 10 millions de dollars, comparativement à 1 million de dollars pour la même période en 2007. La hausse de 9 millions de dollars du bénéfice net au troisième trimestre de 2008 provient surtout d'ajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars résultant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes, comparativement à des redressements favorables d'impôts de 15 millions de dollars et des intérêts créditeurs connexes en 2007. En outre, les coûts de financement inférieurs, principalement en raison des soldes moyens réduits de la dette à court terme ainsi que d'autres remboursements et ajustements favorables d'impôts, ont été annulés en partie par les gains moins élevés sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Aux troisièmes trimestres de 2008 et de 2007, les charges comparables de la société se sont chiffrées respectivement à 16 millions de dollars et à 14 millions de dollars, exclusion faite des ajustements favorables d'impôts de respectivement 26 millions de dollars et 15 millions de dollars.

Les charges nettes du secteur du siège social pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 ont totalisé 7 millions de dollars comparativement au chiffre de 3 millions de dollars inscrit pour la même période en 2007. Exclusion faite des ajustements d'impôts sur les bénéfices favorables de 26 millions de dollars et de 42 millions de dollars constatés en 2008 et en 2007, les charges comparables du secteur du siège social se sont élevées respectivement à 33 millions de dollars et à 45 millions de dollars pour les périodes de neuf mois de 2008 et de 2007. La baisse de 12 millions de dollars des charges comparables des neuf premiers mois de 2008 provient surtout de la réduction des charges financières en raison des soldes inférieurs moyens de la dette à court terme, de la hausse des intérêts créditeurs sur les financements intersectoriels à court terme, des gains plus élevés sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux d'intérêt ainsi que d'autres remboursements d'impôts et ajustements fiscaux favorables. Ces hausses ont été en partie annulées par les gains moins élevés sur les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change.

Situation de trésorerie et sources de financement

Conjoncture mondiale

Malgré la crise financière qui a frappé le marché des capitaux international récemment, la situation financière de TCPL et sa capacité de générer, à court et à long terme, des liquidités provenant de son exploitation demeurent solides. La société a mené à terme un important programme de financement en 2008; il comprenait une émission d'actions ordinaires de 1,3 milliard de dollars en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») en août 2008, l'émission de titres de créance à terme de 1,5 milliard de dollars US et de 500 millions de dollars ainsi que le prélèvement de 255 millions de dollars US sur la facilité de crédit-relais pour l'acquisition de Ravenswood en août 2008.

La situation de trésorerie de la société demeure saine, appuyée par les flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles ainsi que les marges de crédit bancaires renouvelables confirmées de 2,0 milliards de dollars et de 300 millions de dollars US échéant respectivement en décembre 2012 et en février 2013, qui demeurent entièrement accessibles. À l'heure actuelle, la société n'a effectué aucun prélèvement sur ces marges, car elle continue de bénéficier d'un accès généralement ininterrompu au marché du papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles. Des fonds supplémentaires de 50 millions de dollars et de 325 millions de dollars US sont accessibles aux termes des facilités de crédit bancaire confirmées de sociétés affiliées exploitées par TCPL, dont l'échéance varie de 2010 à 2012. TCPL fait actuellement des démarches en vue

d'établir d'autres marges de crédit bancaires confirmées à l'appui des travaux de construction de l'oléoduc Keystone. La société prévoit que ces facilités seront en place au quatrième trimestre de 2008 et elle estime que le principal groupe bancaire avec lequel elle traite est de haut calibre et elle entretient d'excellentes relations avec ces établissements. En outre, TCPL prévoit déposer, au quatrième trimestre de 2008, un nouveau prospectus préalable de 3,0 milliards de dollars US pour remplacer le prospectus préalable antérieur de 2,5 milliards de dollars US utilisé intégralement dans le cadre de la récente émission de billets non garantis de premier rang d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US. Ce prospectus s'ajoutera aux fonds de 1,0 milliard de dollars dont elle dispose aux termes de son prospectus préalable canadien visant l'émission de titres de créance.

Activités d'exploitation

Au 30 septembre 2008, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 743 millions de dollars, comparativement à 504 millions de dollars au 31 décembre 2007. L'accroissement de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'explique surtout par le produit brut de 2,2 milliards de dollars tiré de l'émission de titres de créance à long terme et de 1,3 milliard de dollars tiré de l'émission d'actions ordinaires en faveur de TransCanada en 2008. Ces rentrées de fonds ont été en partie annulées par les 2,9 milliards de dollars US affectés à l'acquisition de Ravenswood au troisième trimestre de 2008.

Fonds provenant de l'exploitation

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminés les 30 septembre | |
|--|---|------|--|-------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Flux de trésorerie | | | | |
| Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾ | 702 | 697 | 2 287 | 1 867 |
| Diminution du fonds de roulement d'exploitation | 128 | 146 | 24 | 272 |
| Rentrées nettes liées à l'exploitation | 830 | 843 | 2 311 | 2 139 |

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

Les rentrées nettes liées à l'exploitation ont diminué de 13 millions de dollars pendant le troisième trimestre de 2008, alors qu'elles ont augmenté de 172 millions de dollars pendant les neuf premiers mois de 2008 comparativement aux mêmes périodes en 2007. Pour leur part, les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés respectivement à 702 millions de dollars et à 2,3 milliards de dollars pour le trimestre et la période de neuf premiers mois terminés le 30 septembre 2008, comparativement aux chiffres de 697 millions de dollars et 1,9 milliard de dollars inscrits pour les mêmes périodes en 2007. La hausse pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 est essentiellement attribuable aux gains découlant des règlements reçus dans le cadre de la faillite de Calpine et de l'accroissement du résultat.

Activités d'investissement

Déduction faite de l'encaisse acquise, les acquisitions de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 se sont chiffrées à 3,1 milliards de dollars et elles comprennent l'achat de Ravenswood au prix de 2,9 milliards de dollars US, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture. Les acquisitions des neuf premiers mois de 2007, à 4,2 milliards de dollars, comprenaient l'acquisition d'ANR par TCPL et d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes au prix de 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge, ainsi que l'acquisition par PipeLines LP d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes au

prix d'environ 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme prise en charge de 209 millions de dollars US.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, les dépenses en immobilisations ont totalisé respectivement 806 millions de dollars (364 millions de dollars en 2007) et 1,9 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars en 2007). Elles se rapportent principalement à l'expansion du réseau de l'Alberta, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A, à la construction de nouvelles centrales électriques au sein du secteur de l'énergie et à la construction du réseau d'oléoducs Keystone.

Activités de financement

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, TCPL a affecté respectivement 15 millions de dollars (64 millions de dollars en 2007) et 788 millions de dollars (859 millions de dollars en 2007) au remboursement de sa dette à long terme, et la société a émis des titres de créance à long terme de respectivement 2,1 milliards de dollars (5 millions de dollars en 2007) et de 2,2 milliards de dollars (2,6 milliards de dollars en 2007, y compris les billets subordonnés de rang inférieur). Les billets à payer de TCPL ont diminué de 258 millions de dollars et augmenté de 832 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, alors qu'ils avaient augmenté de 413 millions de dollars et de 156 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007. La société a racheté des titres privilégiés d'un montant de 488 millions de dollars au troisième trimestre de 2007.

Le 13 août 2008, TCPL a émis des billets à moyen terme échéant le 20 août 2013 et portant intérêt à 5,05 % pour une valeur de 500 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable déposé au Canada en mars 2007 qui permet à la société d'offrir des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars. Au 30 septembre 2008, la société avait à sa disposition des fonds de 1 milliard de dollars aux termes de son prospectus préalable. Le produit de ces billets a servi à financer en partie le programme d'investissement du réseau de l'Alberta et à d'autres fins générales de la société.

Le 6 août 2008, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 850 millions de dollars US et de 650 millions de dollars US échéant respectivement le 15 août 2018 et le 15 août 2038 et portant intérêt à des taux de respectivement 6,50 % et de 7,25 %. Le produit de ces billets a servi à financer en partie l'acquisition de Ravenswood ainsi qu'à d'autres fins générales de la société. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007 qui permet à la société d'offrir des titres de créance pour un montant de 2,5 milliards de dollars US. Au 30 septembre 2008, la société avait prélevé tous les fonds disponibles aux termes du prospectus, et elle a l'intention de déposer un nouveau prospectus préalable aux États-Unis au cours du quatrième trimestre de 2008.

Le 27 juin 2008, la société a conclu un accord avec un consortium bancaire relativement à un prêt-relais confirmé et non garanti de un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US; il est assorti d'un taux d'intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres. Cette facilité est renouvelable au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois. Le 25 août 2008, la société a affecté 255 millions de dollars US de cette facilité au financement d'une partie de l'acquisition de Ravenswood et elle a annulé le reste des fonds confirmés. Au 30 septembre 2008, le solde impayé de cette facilité de crédit était de 255 millions de dollars US.

Dividendes

Le 27 octobre 2008, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2008, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada le 30 janvier 2009 sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2008. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Le conseil d'administration de TransCanada a de plus approuvé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé qui seront offertes à un escompte de 2 % aux participants du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada pour les dividendes payables le 30 janvier 2009 pour le trimestre se terminant le 31 décembre 2008. Aux termes de ce régime, les porteurs d'actions privilégiées de TCPL peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada supplémentaires. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

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 des estimations et hypothèses.

Les principales conventions comptables et estimations comptables critiques de TCPL, qui sont inchangées depuis le 31 décembre 2007, sont l'utilisation du mode de comptabilisation prescrit par réglementation pour comptabiliser les activités à tarifs réglementés de la société et les politiques adoptées par la société pour comptabiliser les instruments financiers et la dotation à l'amortissement. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2007 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions et les 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 2007 de TCPL.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés 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 »). En juin 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont proposé que les entreprises canadiennes qui sont également inscrites à la SEC, telles que TCPL, pourraient se prévaloir de l'option de préparer leurs états financiers conformément aux PCGR des États-Unis plutôt que conformément aux IFRS. En août 2008, la SEC a consenti à publier, aux fins de commentaires du public, une proposition recommandant que les émetteurs aux États-Unis soient tenus d'adopter les IFRS progressivement en fonction de leur capitalisation boursière à compter de 2014.

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 de la conversion de TCPL porte sur l'analyse de la structure et de la gouvernance du projet, les ressources et la formation, l'analyse des principales différences avec les principaux PCGR et une démarche progressive en vue d'évaluer les conventions comptables actuelles. Jusqu'à maintenant, TCPL a terminé la formation initiale de son personnel à l'égard des IFRS et la société a entrepris l'analyse des principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarif réglementé. TCPL se tient au fait des discussions en cours et des faits nouveaux au sein de l'IASB et de son International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») au sujet de toute information qui pourrait préciser la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarif réglementé aux termes des IFRS.

Obligations contractuelles

Au 30 septembre 2008, TCPL avait conclu de nouvelles ententes, depuis le 31 décembre 2007, prévoyant l'achat de matériaux et de services de construction pour les projets de centrale électrique de Coolidge et de Halton Hills et les projets éoliens de Cartier et de Kibby s'élevant à environ 1,1 milliard de dollars ainsi que pour les projets de gazoduc dans le couloir centre-nord et d'oléoduc Keystone totalisant près de 515 millions de dollars. Les engagements de Keystone tiennent compte de la participation de 79,99 % de TCPL. En raison de l'accroissement de 29,99 % de la participation de la société dans Keystone, la quote-part de TCPL des engagements de Keystone conclus au 31 décembre 2007 et toujours en vigueur au 30 septembre 2008 est passée à environ 515 millions de dollars. Outre ces engagements et les 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 2007 et le 30 septembre 2008, 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 2007 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. À la suite de l'acquisition de Ravenswood au troisième trimestre de 2008, la société est exposée à des risques supplémentaires liés aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel et à de nouveaux risques liés aux fluctuations du prix du mazout et du kérosène. La société gèrera ces risques, à l'instar des autres risques liés aux fluctuations des prix des produits de base auxquels elle est exposée, en recourant à des contrats sur produits de base et à des instruments dérivés.

Le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel TCPL est exposée est amplifié en raison de l'acquisition de Ravenswood. L'incidence nette de l'exposition aux devises est contrebalancée par certains coûts d'emprunt et de financement connexes libellés en dollars US, les risques de certaines entreprises de TCPL et les activités de couverture de la société.

Au 30 septembre 2008, la valeur à risque (« VaR ») consolidée de TCPL, qui sert à estimer l'incidence possible de son exposition au risque de marché, était de 21 millions de dollars (8 millions de dollars au 31 décembre 2007). L'accroissement depuis le 31 décembre 2007 découle principalement de l'acquisition de Ravenswood.

TCPL est grandement tributaire des institutions financières étant donné qu'elles lui fournissent des marges de crédit confirmées, qu'elles injectent des liquidités critiques dans le marché des instruments dérivés sur devises et sur taux d'intérêt ainsi que dans celui des contrats énergétiques de gros et qu'elles consentent des lettres de crédit à TCPL lui permettant d'atténuer les risques liés aux contreparties insolvables.

Dans le contexte de la récente détérioration des marchés financiers à l'échelle mondiale, TCPL a continué de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties, y compris les institutions financières. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à certaines 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 contrepartie au moment de prendre des décisions d'ordre commercial.

TCPL n'est pas exposée à des risques importants relativement à la faillite de SemGroup, L.P. ou à la faillite de Lehman Brothers Holdings Inc. et des sociétés lui étant affiliées (« LBHI »), exception faite des contrats de transport et de stockage garantis à long terme d'ANR conclus avec une filiale de LBHI. Le 16 octobre 2008, un tribunal a approuvé la vente de cette filiale de LBHI non visée par la faillite à Électricité de France S.A. (« EDF »), dont la cote de crédit est AA-/sous observation avec perspective négative. La société prévoit que EDF respectera intégralement ces engagements contractuels. La société attend actuellement l'approbation de cette vente par les organismes de réglementation.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer d'une trésorerie suffisante 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 30 septembre 2008, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 92 millions de dollars étaient inclus dans les stocks (190 millions de dollars au 31 décembre 2007). Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1^{er} avril 2007. La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pendant le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 108 millions de dollars et 7 millions de dollars, montants constatés en tant que diminution des produits et des stocks (pertes non réalisées nettes de 2 millions de dollars et de 25 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007). La variation nette de la juste valeur des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 a donné lieu à respectivement un gain non réalisé net de 106 millions de dollars et une perte non réalisée nette de 1 million de dollars (gains non réalisés nets de respectivement 4 millions de dollars et 20 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007), montants constatés dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres de créance libellés en dollars US, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options pour couvrir son placement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 septembre 2008, la société avait désigné des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 6,2 milliards de dollars (5,9 milliards de dollars US) et une

juste valeur de 5,8 milliards de dollars (5,5 milliards de dollars US) et elle a eu recours à des instruments dérivés ayant une juste valeur de 9 millions de dollars (9 millions de dollars US) pour réduire davantage le risque lié à son investissement net.

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

Instruments dérivés en tant que couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers

Actif (passif)

(non vérifié)

(en millions de dollars)

| | Au 30 septembre 2008 | | Au 31 décembre 2007 | |
|--|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | Juste valeur ⁽¹⁾ | Montant nominal ou en capital | Juste valeur ⁽¹⁾ | Montant nominal ou en capital |
| Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture | | | | |
| Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014) ⁽²⁾ | 39 | 1 550 US | 77 | 350 US |
| Contrats de change à terme en dollars US (échéant entre 2008 et 2009) ⁽²⁾ | (46) | 2 780 US | (4) | 150 US |
| Options en dollars US (échéant en 2008) ⁽²⁾ | (2) | 500 US | 3 | 600 US |
| | (9) | 4 830 US | 76 | 1 100 US |

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

(2) Au 30 septembre 2008.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit :

Au 30 septembre 2008

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

| | Électricité | Gaz naturel | Intérêts |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction | | | |
| Justes valeurs ⁽¹⁾ | | | |
| Actifs | 62 \$ | 95 \$ | 30 \$ |
| Passifs | (48)\$ | (75)\$ | (25)\$ |
| Valeurs nominales | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | |
| Achats | 3 170 | 57 | - |
| Ventes | 3 775 | 62 | - |
| En dollars CA | - | - | 1 021 |
| En dollars US | - | - | 1 400 US |
| Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2008 | 5 \$ | - \$ | 5 \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 | - \$ | (12)\$ | 3 \$ |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2008 | 12 \$ | (12)\$ | 2 \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 | 21 \$ | (6)\$ | 12 \$ |
| Dates d'échéance | 2008 - 2014 | 2008 - 2011 | 2008 - 2018 |
| Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁴⁾⁽⁵⁾ | | | |
| Juste valeurs ⁽¹⁾ | | | |
| Actifs | 156 \$ | 3 \$ | 5 \$ |
| Passifs | (88)\$ | (14)\$ | (20)\$ |
| Valeurs nominales | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | |
| Achats | 7 024 | 14 | - |
| Ventes | 15 549 | - | - |
| En dollars CA | - | - | 50 |
| En dollars US | - | - | 1 125 US |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2008 | 14 \$ | (1)\$ | (2)\$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 | (24)\$ | 18 \$ | (4)\$ |
| Dates d'échéance | 2008 - 2014 | 2008 - 2011 | 2009 - 2019 |

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments dérivés portant sur de l'électricité et du gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure (« GWh ») et en milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur le taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur assorties d'une juste valeur de 3 millions de dollars.

(5) Le bénéfice net du trimestre et celui de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 comprenaient des gains de respectivement 7 millions de dollars et 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur de l'électricité et du gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Le bénéfice net du trimestre et celui de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 ne comprennent ni gains ni pertes au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées.

2007(tous les montants sont en millions,
sauf indication contraire)

| | Électricité | Gaz naturel | Intérêts |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction | | | |
| Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾ | | | |
| Actifs | 55 \$ | 43 \$ | 23 \$ |
| Passifs | (44)\$ | (19)\$ | (18)\$ |
| Valeurs nominales ⁽⁴⁾ | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | |
| Achats | 3 774 | 47 | - |
| Ventes | 4 469 | 64 | - |
| En dollars CA | - | - | 615 |
| En dollars US | - | - | 550 US |
| Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2007 | 2 \$ | 23 \$ | - \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 | 11 \$ | 6 \$ | 1 \$ |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2007 | 2 \$ | 18 \$ | 3 \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 | (7)\$ | 36 \$ | 4 \$ |
| Dates d'échéance ⁽⁴⁾ | 2008 - 2016 | 2008 - 2010 | 2008 - 2016 |
| Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾ | | | |
| Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾ | | | |
| Actifs | 135 \$ | 19 \$ | 2 \$ |
| Passifs | (104)\$ | (7)\$ | (16)\$ |
| Valeurs nominales ⁽⁴⁾ | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | |
| Achats | 7 362 | 28 | - |
| Ventes | 16 367 | 4 | - |
| En dollars CA | - | - | 150 |
| En dollars US | - | - | 875 US |
| (Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2007 | (51)\$ | 10 \$ | 2 \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 | (37)\$ | 7 \$ | 3 \$ |
| Dates d'échéance ⁽⁴⁾ | 2008 - 2013 | 2008 - 2010 | 2008 - 2013 |

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments portant sur de l'électricité et du gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Au 31 décembre 2007.

(5) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés liés aux taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 2 millions de dollars au 31 décembre 2007.

(6) Le bénéfice net du trimestre et celui de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 comprenaient des pertes de respectivement 4 millions de dollars et 7 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur de l'électricité et du gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Le bénéfice net du trimestre et celui de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprenaient des pertes de respectivement néant et 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie provenant de taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie en raison de la probabilité que l'opération anticipée originale ne se produira pas avant la fin de la période spécifiée initialement.

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2007 de TCPL. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2007.

Contrôles et procédures

Au 30 septembre 2008, 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 30 septembre 2008.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TCPL, à l'égard de la communication de l'information financière, qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière de TCPL. En ce qui a trait à l'acquisition de Ravenswood menée à terme en août 2008, la société prévoit exclure Ravenswood de son évaluation, en fin d'exercice, du contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière.

Perspectives

Bien que la tourmente économique et la détérioration des marchés financiers en Amérique du Nord pourraient ralentir certains aspects de l'économie nord-américaine, y compris les projets d'infrastructures, TCPL ne prévoit pas que cette situation aura une incidence importante sur son résultat, sa situation financière, les projets pour lesquels elle s'est engagée ou sa stratégie d'entreprise.

Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat se sont améliorées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2007 de TCPL, principalement en raison de l'incidence nette des résultats d'exploitation plus favorables dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, des règlements reçus dans le cadre de la faillite de Calpine, de la radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater, des ajustements d'impôts sur les bénéfices constatés au troisième trimestre pour le secteur du siège social et des incidences prévues sur le résultat de l'acquisition de Ravenswood, que la société a conclue au troisième trimestre de 2008. Le rapport de gestion, dans le rapport annuel 2007 de TCPL, renferme des renseignements complémentaires sur les perspectives.

Il n'y a eu aucun changement aux notations de crédit de TCPL depuis le 30 juin 2008. Les cotes de crédit que S&P et DBRS et Moody's accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL et de ses filiales sont respectivement de A-, A et A3. Les trois agences ont attribué des perspectives stables aux cotes des sociétés du groupe de TCPL.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Réseau de l'Alberta

Le 10 octobre 2008, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a approuvé la demande déposée par TCPL en vue de l'obtention d'un permis de construction pour l'expansion d'environ 925 millions de dollars du couloir centre-nord, qui prévoit l'intégration d'un gazoduc sur une distance de 300 kilomètres (« km ») et d'installations connexes à même le tronçon nord du réseau de l'Alberta.

Le 8 septembre 2008, TCPL a conclu un projet d'accord avec Canadian Utilities Limited (« ATCO Pipelines ») prévoyant la prestation de services intégrés de transport de gaz naturel aux clients. Si cet accord est approuvé par l'AUC, les deux sociétés regrouperont leurs biens matériels dans une structure de tarifs et services unique comportant une seule interface commerciale avec les clients, mais chaque société assurera séparément la gestion de ses actifs à l'intérieur de territoires d'exploitation distincts dans la province. TCPL continue de collaborer avec toutes les parties prenantes pour conclure définitivement cet accord.

Le 4 septembre 2008, l'AUC a délivré les documents requis pour la tenue d'une instance sur les coûts du capital généraux afin de revoir la formule servant à déterminer le taux de rendement général de l'avoir des actionnaires ordinaires pour 2009, le mécanisme d'ajustement du taux de rendement général de l'avoir des actionnaires ordinaires ainsi que la structure du capital des services publics individuels. La date du début de l'audience a été reportée au 5 mai 2009.

En mars 2008, TCPL a conclu un accord avec les parties prenantes du réseau de l'Alberta, et la société a déposé auprès de l'AUC une demande au sujet du règlement sur les besoins en produits pour 2008-2009. TCPL prévoit que le règlement sera approuvé pendant le quatrième trimestre de 2008.

ANR

En septembre 2008, la région avoisinante de Galveston, au Texas, a été dévastée par l'ouragan Ike. Les évaluations actuelles des coûts de la société pour réparer les dommages sont d'environ 20 millions de dollars US à 30 millions de dollars US et ils devraient être engagés d'ici la fin de 2008 et en 2009. La société estime que la majeure partie de ces coûts sera capitalisée, bien qu'elle prévoie engager des dépenses d'exploitation supplémentaires. La société n'anticipe aucune incidence sur les produits tirés des services de transport garanti et elle s'attend à une réduction minimale des produits tirés de l'utilisation, les volumes de débit devant retourner aux niveaux habituels d'ici la fin de 2008 selon les affirmations des producteurs d'amont.

TQM

Le 4 septembre 2008, l'ONÉ a approuvé la demande de TQM au sujet d'un règlement de trois ans partiellement négocié avec les parties prenantes au sujet de toutes les questions, exception faite du coût du capital pour la période allant de 2007 à 2009.

En décembre 2007, TQM a déposé une demande sur le coût du capital pour 2007 et 2008. La demande sollicite l'approbation d'un taux de rendement de 11 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. L'ONÉ a tenu une audience au sujet de la demande en septembre et octobre 2008, et la décision de l'ONÉ est attendue au début de 2009. Les droits de TQM sont actuellement fondés sur

la formule du taux de rendement de l'avoir des actionnaires de l'ONÉ, en fonction d'un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 30 %.

Réseau d'oléoducs Keystone

Au troisième trimestre de 2008, le réseau d'oléoducs Keystone a réalisé un appel de soumissions visant à solliciter l'intérêt pour l'expansion et le prolongement du réseau d'oléoducs depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, le plus important marché de raffinage en Amérique du Nord.

Le réseau d'oléoducs Keystone a obtenu des contrats garantis à long terme supplémentaires pour un total de 380 000 barils par jour (« b/j ») d'une durée moyenne d'environ 17 ans. Grâce à ces engagements des expéditeurs, le réseau d'oléoducs Keystone ira de l'avant avec les demandes réglementaires nécessaires au Canada et aux États-Unis pour faire approuver la construction et l'exploitation d'une expansion du réseau d'oléoducs qui fournira une capacité supplémentaire de 500 000 b/j en provenance de l'Ouest canadien et à destination de la côte américaine du golfe du Mexique en 2012.

De par sa conception, l'expansion portera le débit du réseau d'oléoducs Keystone de 590 000 b/j à environ 1,1 million b/j. Compte tenu des contrats supplémentaires, Keystone a désormais obtenu des engagements garantis à long terme pour 910 000 b/j sur une durée moyenne d'environ 18 ans. Ces engagements représentent environ 83 % de la capacité commerciale inhérente à la conception du réseau.

Selon les prévisions actuelles, le réseau d'oléoducs Keystone devrait donner lieu à un investissement de capitaux d'environ 12 milliards de dollars US entre 2008 et 2012. TCPL a commencé à travailler avec les expéditeurs ayant conclu des engagements contractuels en prévision de l'expansion du réseau d'oléoducs Keystone afin d'optimiser le calendrier de construction de façon à mieux faire concorder les dates de mise en service des points de livraison du réseau avec les dates de mise en service des installations d'amont et d'aval des expéditeurs. TCPL a convenu de hausser sa participation en actions dans les partenariats Keystone pour la faire passer de 50 % à 79,99 %. La participation en actions de ConocoPhillips sera ramenée à 20,01 %. Certaines parties qui ont convenu de prendre des engagements de volumes dans le cadre du projet d'expansion du réseau d'oléoducs Keystone ont l'option d'acquérir une participation cumulée à concurrence de 15 % dans les partenariats Keystone. Si ces options sont exercées, la participation en actions de TCPL serait ramenée à 64,99 %.

Projet de pipeline des Rocheuses américaines

Le 3 septembre 2008, TCPL a acheté Bison Pipeline LLC auprès de Northern Border au prix de 20 millions de dollars US. L'acquisition comprenait tous les travaux réalisés dans le cadre du projet de pipeline Bison, qui prévoit la construction d'un pipeline proposé de 465 km, depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Dans le cadre du projet de pipeline Bison, dont la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2010, des engagements ont été conclus pour le transport de 405 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j »). Selon les estimations, le coût du capital du projet de pipeline Bison se situera entre 500 millions de dollars US et 600 millions de dollars US environ, en fonction du diamètre des canalisations. L'un des expéditeurs ayant conclu un engagement a l'option d'acquérir une participation à concurrence de 25 % dans le cadre du projet.

En outre, TCPL élabore le projet Pathfinder, pipeline proposé de 1 006 km, reliant Meeker, au Colorado, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. En septembre 2008, Entreprise Product Partners L.P. (« Entreprise ») a mis fin à l'engagement annoncé antérieurement de devenir partenaire à 50 % du projet Pathfinder, y compris son engagement de transport de 500 Mpi³/j. TCPL continue de collaborer avec les expéditeurs potentiels de Pathfinder afin de faire progresser le projet.

TCPL continue de faire progresser le projet Sunstone, pipeline proposé de 943 km d'une capacité pouvant atteindre 1,2 milliard de pieds cubes par jour. Ce pipeline relierait le Wyoming à Stanfield, en Oregon, et permettrait de desservir les marchés de gaz naturel de la Californie par le truchement du réseau de GTN.

Projet de gazoduc de l'Alaska

Le 1^{er} août 2008, le Sénat de l'Alaska a approuvé la demande de TCPL en vue de l'obtention d'un permis d'aménagement du projet de gazoduc de l'Alaska en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA »). La gouverneure Palin a signé le projet de loi le 27 août 2008. TCPL prévoit que les commissaires des Ressources naturelles et du Revenu de l'Alaska délivreront le permis en vertu de l'AGIA vers la fin de novembre 2008, après la période d'attente de 90 jours pour l'entrée en vigueur du projet de loi. En vertu de l'AGIA, TCPL s'est engagée à faire progresser le projet de gazoduc de l'Alaska en réalisant un appel de soumissions, puis à solliciter l'approbation subséquente de la FERC. TCPL a entrepris les travaux d'ingénierie et d'environnement ainsi que les travaux sur le plan commercial et sur le terrain et la société prévoit mener à bien un appel de soumissions d'ici le 31 juillet 2010.

Énergie

Acquisition de Ravenswood

Le 26 août 2008, TCPL a fait l'acquisition, en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture, de la centrale électrique de Ravenswood d'une puissance de 2 480 MW et située à Queens, dans l'État de New York.

D'ici la fin de 2008, Ravenswood sera exploitée conformément à un contrat d'achat ferme qui était en place au moment de l'acquisition. Aux termes de ce contrat, Ravenswood fournira toute l'électricité produite par la centrale à Hess Corporation en échange de frais d'exploitation fixes. Le résultat de Ravenswood en 2008 représente presque entièrement les paiements de capacité de New York Independent System Operator et les frais d'exploitation fixes.

En septembre 2008, le réacteur 30, d'une puissance de 972 MW, a fait l'objet d'un arrêt d'exploitation imprévu en raison d'un problème touchant sa turbine à vapeur. Les coûts des réparations et la perte de revenus liés à cet arrêt imprévu, qui n'ont pas encore été déterminés définitivement, devraient être récupérés au moyen des garanties d'assurance. Compte tenu des règlements d'assurance anticipés, l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 ne devrait pas avoir d'importantes répercussions sur le résultat de TCPL.

Kibby

TCPL a mis en chantier le projet éolien Kibby en juillet 2008. Le coût en capital du projet est évalué à environ 320 millions de dollars US et sa mise en service est prévue pour 2009-2010.

Portlands Energy Centre

Le 30 mai 2008, la centrale au gaz naturel en mode à cycle combiné Portlands Energy Centre située près du centre-ville de Toronto, en Ontario, a été mise en exploitation en mode à cycle simple. En septembre 2008, la centrale électrique a été remise en construction. L'entrée en exploitation en mode à cycle combiné, avec une capacité de production de 550 MW d'électricité, est prévue pour le premier trimestre de 2009.

Coolidge

Au troisième trimestre de 2008, TCPL a entrepris les travaux détaillés d'ingénierie et de géotechnique ainsi que les démarches en matière de réglementation pour la centrale électrique de Coolidge, d'une puissance de 575 MW, située en Arizona. Une fois la centrale construite, sa production sera vendue à Salt River Project Agricultural Improvement and Power District aux termes d'un accord de 20 ans. Le coût d'aménagement de la centrale, dont la mise en service est prévue pour 2011, est évalué à 500 millions de dollars US.

Renseignements sur les actions

Au 30 septembre 2008, TCPL avait 568 millions d'actions ordinaires émises et en circulation.

Principales données financières trimestrielles consolidées⁽¹⁾

| (non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action) | 2008 | | | 2007 | | | | 2006 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | T3 | T2 | T1 | T4 | T3 | T2 | T1 | T4 |
| Produits | 2 137 | 2 017 | 2 133 | 2 189 | 2 187 | 2 208 | 2 244 | 2 091 |
| Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires | 383 | 318 | 445 | 373 | 320 | 254 | 263 | 268 |
| Données sur les actions | | | | | | | | |
| Bénéfice net par action - de base et dilué | 0,59 \$ | 0,60 \$ | 0,83 \$ | 0,69 \$ | 0,60 \$ | 0,49 \$ | 0,50 \$ | 0,56 \$ |

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

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 bénéfice net des huit derniers trimestres s'établissent comme suit :

- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2006 comprenait des remboursements d'impôts sur les bénéfices et d'intérêts connexes d'un montant de quelque 12 millions de dollars.
- Le bénéfice net du premier trimestre de 2007 comprenait des ajustements d'impôts favorables de 15 millions de dollars. De plus, le bénéfice net de l'entreprise de pipelines comprenait les contributions découlant de l'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes depuis le 22 février 2007. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie comprenait le résultat des installations de gaz naturel d'Edson, entrées en exploitation le 31 décembre 2006.
- Au deuxième trimestre de 2007, le bénéfice net comprenait un montant de 16 millions de dollars (12 millions de dollars pour le siège social et 4 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie) lié à des ajustements d'impôts favorables découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux au Canada. Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines s'était accru en raison du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, que l'ONÉ a approuvé en mai 2007.
- 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 quatrième trimestre de 2007, le bénéfice net comprenait un montant de 56 millions de dollars (30 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et 26 millions de dollars pour le siège social) au titre d'ajustements d'impôts favorables découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux au Canada et d'autres modifications législatives. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie a progressé en raison d'un gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) lié à la vente de terrains antérieurement détenus à des fins d'aménagement. Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines avait augmenté en raison de la constatation d'un résultat supplémentaire lié au règlement du dossier pour le réseau GTN, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007.
- Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines du premier trimestre de 2008 comprenait des règlements de 152 millions de dollars après les impôts (240 millions de dollars avant les impôts) reçus par GTN et Portland dans le cadre de la faillite de Calpine et un produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) en règlement d'une action en justice. Le bénéfice net de l'entreprise d'énergie comprenait la radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et des pertes nettes non réalisées de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant 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. À partir du premier trimestre de 2008, l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour a réduit les produits des installations énergétiques de l'Est; toutefois, l'incidence sur le bénéfice net n'a pas été importante en raison des paiements de capacité touchés aux termes de l'entente conclue avec Hydro-Québec.

- Le bénéfice net du secteur de l'énergie au deuxième trimestre de 2008 comprenait en outre des gains non réalisés nets de 8 millions de dollars après les impôts (12 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, les produits et le bénéfice d'exploitation 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 bénéfice net de l'entreprise d'énergie du troisième trimestre de 2008 comprenait la contribution résultant de l'acquisition de Ravenswood le 26 août 2008. Le bénéfice net du secteur du siège social 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.

États consolidés des résultats

| (non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|-------|---|-------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Produits | 2 137 | 2 187 | 6 287 | 6 639 |
| Charges d'exploitation | | | | |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | 750 | 739 | 2 181 | 2 232 |
| Achats de produits de base revendus | 339 | 453 | 1 096 | 1 547 |
| Amortissement | 303 | 298 | 900 | 888 |
| | 1 392 | 1 490 | 4 177 | 4 667 |
| | 745 | 697 | 2 110 | 1 972 |
| Autres charges (produits) | | | | |
| Charges financières | 217 | 253 | 632 | 761 |
| Charges financières des coentreprises | 18 | 17 | 51 | 57 |
| Intérêts créditeurs et autres produits | (17) | (45) | (85) | (123) |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine | - | - | (279) | - |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | 41 | - |
| | 218 | 225 | 360 | 695 |
| Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle | 527 | 472 | 1 750 | 1 277 |
| Impôts sur les bénéfices | | | | |
| Exigibles | 126 | 82 | 475 | 345 |
| Futurs | - | 50 | 23 | 27 |
| | 126 | 132 | 498 | 372 |
| Participations sans contrôle | | | | |
| Participation sans contrôle dans PipeLines LP | 12 | 13 | 46 | 44 |
| Autres | - | 1 | 43 | 7 |
| | 12 | 14 | 89 | 51 |
| Bénéfice net | 389 | 326 | 1 163 | 854 |
| Dividendes sur les actions privilégiées | 6 | 6 | 17 | 17 |
| Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires | 383 | 320 | 1 146 | 837 |

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|---|---|-------|---|---------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Flux de trésorerie liés à l'exploitation | | | | |
| Bénéfice net | 389 | 326 | 1 163 | 854 |
| Amortissement | 303 | 298 | 900 | 888 |
| Impôts futurs | - | 50 | 23 | 27 |
| Participations sans contrôle | 12 | 14 | 89 | 51 |
| Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure aux charges | 10 | 3 | 23 | 18 |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | 41 | - |
| Autres | (12) | 6 | 48 | 29 |
| | 702 | 697 | 2 287 | 1 867 |
| Diminution du fonds de roulement d'exploitation | 128 | 146 | 24 | 272 |
| Rentrées nettes provenant de l'exploitation | 830 | 843 | 2 311 | 2 139 |
| Activités d'investissement | | | | |
| Dépenses en immobilisations | (806) | (364) | (1 899) | (1 056) |
| Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise | (3 054) | 2 | (3 058) | (4 222) |
| Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles | 21 | - | 21 | - |
| Montants reportés et autres | 44 | (126) | 155 | (255) |
| Sorties nettes liées aux activités d'investissement | (3 795) | (488) | (4 781) | (5 533) |
| Activités de financement | | | | |
| Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées | (214) | (189) | (604) | (538) |
| Avances à (remboursements de) la société mère | (14) | (130) | (380) | 588 |
| Distributions versées aux participations sans contrôle | (18) | (17) | (93) | (51) |
| Billets à payer (remboursés) émis, montant net | (258) | 413 | 832 | 156 |
| Dettes à long terme émises | 2 101 | 5 | 2 213 | 1 456 |
| Réduction de la dette à long terme | (15) | (64) | (788) | (859) |
| Dettes à long terme émises par des coentreprises | 123 | 12 | 157 | 122 |
| Réduction de la dette à long terme des coentreprises | (44) | (20) | (101) | (139) |
| Actions ordinaires émises, déduction faite des coûts d'émission | 1 309 | 64 | 1 434 | 1 587 |
| Billets subordonnés de rang inférieur émis | - | - | - | 1 107 |
| Titres privilégiés rachetés | - | (488) | - | (488) |
| Parts de société en nom collectif émises par une filiale | - | - | - | 348 |
| Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement | 2 970 | (414) | 2 670 | 3 289 |
| Incidence des modifications du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie | 19 | (16) | 39 | (46) |
| Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie | 24 | (75) | 239 | (151) |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | | | | |
| Au début de la période | 719 | 325 | 504 | 401 |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | | | | |
| À la fin de la période | 743 | 250 | 743 | 250 |
| Renseignements supplémentaires sur les flux de trésorerie | | | | |
| Impôts sur les bénéfices payés | 105 | 93 | 414 | 303 |
| Intérêts payés | 177 | 283 | 656 | 812 |

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

| (non vérifié) (en millions de dollars) | 30 septembre 2008 | 31 décembre 2007 |
|---|------------------------------|---------------------|
| ACTIF | | |
| Actif à court terme | | |
| Trésorerie et équivalents de trésorerie | 743 | 504 |
| Débiteurs | 1 156 | 1 116 |
| Stocks | 514 | 497 |
| Montant dû de TransCanada Corporation | 1 435 | 835 |
| Autres | 307 | 188 |
| | 4 155 | 3 140 |
| Immobilisations corporelles | 26 397 | 23 452 |
| Écart d'acquisition | 3 886 | 2 633 |
| Autres actifs | 2 259 | 1 940 |
| | 36 697 | 31 165 |
| PASSIF ET CAPITAUX PROPRES | | |
| Passif à court terme | | |
| Billets à payer | 874 | 55 |
| Créditeurs et charges à payer | 1 749 | 1 769 |
| Intérêts courus | 318 | 260 |
| Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an | 545 | 556 |
| Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an | 80 | 30 |
| | 3 566 | 2 670 |
| Montant dû à TransCanada Corporation | 1 527 | 1 307 |
| Montants reportés | 1 353 | 1 107 |
| Impôts futurs | 1 205 | 1 193 |
| Dette à long terme | 14 287 | 12 377 |
| Dette à long terme des coentreprises | 922 | 873 |
| Billets subordonnés de rang inférieur | 1 048 | 975 |
| | 23 908 | 20 502 |
| Participations sans contrôle | | |
| Participation sans contrôle dans PipeLines LP | 630 | 539 |
| Autres | 76 | 71 |
| | 706 | 610 |
| Capitaux propres | 12 083 | 10 053 |
| | 36 697 | 31 165 |

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Trimestres terminés les 30 septembre | | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|------------|---|------------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Bénéfice net | 389 | 326 | 1 163 | 854 |
| Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices | | | | |
| Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾ | 107 | (121) | 146 | (342) |
| Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾ | (79) | 22 | (103) | 77 |
| Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾ | 7 | 41 | 40 | 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⁾ | (6) | 16 | (24) | 36 |
| Autres éléments du résultat étendu de la période | 29 | (42) | 59 | (225) |
| Résultat étendu de la période | 418 | 284 | 1 222 | 629 |

- (1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 23 millions de dollars et de 43 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 (charge fiscale de respectivement 39 millions de dollars et 95 millions de dollars en 2007).
- (2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 36 millions de dollars et de 50 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 (charge fiscale de respectivement 12 millions de dollars et 40 millions de dollars en 2007).
- (3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 25 millions de dollars et d'une charge fiscale de 24 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008. (charge fiscale de respectivement 13 millions de dollars et 3 millions de dollars en 2007).
- (4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 9 millions de dollars et de 20 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 (charge fiscale de respectivement 14 millions de dollars et 19 millions de dollars en 2007).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Ajustement de conversion | Couvertures de flux de trésorerie | Total |
|---|-----------------------------|--------------------------------------|-------|
| Solde au 31 décembre 2007 | (361) | (12) | (373) |
| Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾ | 146 | - | 146 |
| Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾ | (103) | - | (103) |
| Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾ | - | 40 | 40 |
| 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⁾ | - | (24) | (24) |
| Solde au 30 septembre 2008 | (318) | 4 | (314) |
| Solde au 31 décembre 2006 | (90) | - | (90) |
| Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers ⁽⁶⁾ | - | (96) | (96) |
| Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾ | (342) | - | (342) |
| Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾ | 77 | - | 77 |
| 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⁾ | - | 36 | 36 |
| Solde au 30 septembre 2007 | (355) | (56) | (411) |

- (1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 43 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 (charge fiscale de 95 millions de dollars en 2007).
- (2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 50 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 (charge fiscale de 40 millions de dollars en 2007).
- (3) Déduction faite d'une charge fiscale de 24 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 (charge fiscale de 3 millions de dollars en 2007).
- (4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 20 millions de dollars pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 (charge fiscale de 19 millions de dollars en 2007).
- (5) Le montant des gains et des pertes liés aux couvertures de flux de trésorerie déclaré dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui sera reclassé dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois devrait équivaloir à des pertes nettes de 32 millions de dollars (22 millions de dollars après les impôts). Ces estimations sont fondées sur des prix de l'électricité et du gaz, des taux d'intérêt et des taux de change constants au fil des ans; toutefois, les montants réels qui seront reclassés varieront en fonction de ces facteurs.
- (6) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 44 millions de dollars.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres

| (non vérifié) (en millions de dollars) | Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre | |
|--|---|-------|
| | 2008 | 2007 |
| Actions privilégiées | 389 | 389 |
| Actions ordinaires | | |
| Solde au début de la période | 6 554 | 4 712 |
| Produit de l'émission d'actions ordinaires | 1 434 | 1 587 |
| Solde à la fin de la période | 7 988 | 6 299 |
| Surplus d'apport | | |
| Solde au début de la période | 281 | 277 |
| Autres | 3 | 3 |
| Solde à la fin de la période | 284 | 280 |
| Bénéfices non répartis | | |
| Solde au début de la période | 3 202 | 2 719 |
| Ajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers | - | 4 |
| Bénéfice net | 1 163 | 854 |
| Dividendes sur les actions privilégiées | (17) | (17) |
| Dividendes sur les actions ordinaires | (612) | (548) |
| Solde à la fin de la période | 3 736 | 3 012 |
| Cumul des autres éléments du résultat étendu | | |
| Solde au début de la période | (373) | (90) |
| Ajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers | - | (96) |
| Autres éléments du résultat étendu | 59 | (225) |
| Solde à la fin de la période | (314) | (411) |
| Total des capitaux propres | 12 083 | 9 569 |

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 2007. 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 respectives. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés vérifiés de 2007 compris dans le rapport annuel 2007 de TCPL. 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 à jour et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour formuler ces 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.

2. Modifications de conventions comptables

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables (« CNC ») de l'Institut Canadien des Comptables Agréés 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 »). En juin 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont proposé que les entreprises canadiennes qui sont également inscrites à la SEC, telles que TCPL, pourraient se prévaloir de l'option de préparer leurs états financiers conformément aux PCGR des États-Unis plutôt que conformément aux IFRS. En août 2008, la SEC a consenti à publier, aux fins de commentaires du public, une proposition recommandant que les émetteurs aux États-Unis soient tenus d'adopter les IFRS progressivement en fonction de leur capitalisation boursière à compter de 2014.

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 de la conversion de TCPL porte sur l'analyse de la structure et de la gouvernance du projet, les ressources et la formation, l'analyse des principales différences avec les principaux PCGR et une démarche progressive en vue d'évaluer les conventions comptables actuelles. Jusqu'à maintenant, TCPL a terminé la formation initiale de son personnel à l'égard des IFRS et la société a entrepris l'analyse des principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarif réglementé. TCPL se tient au fait des discussions en cours et des faits nouveaux au sein de l'IASB et de son International Financial Reporting Interpretations Committee (« IFRIC ») au sujet de toute information qui pourrait préciser la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarif réglementé aux termes des IFRS.

3. Informations sectorielles

| Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars) | Pipelines | | Énergie | | Siège social | | Total | |
|---|------------|------------|------------|------------|--------------|----------|------------|------------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Produits | 1 141 | 1 148 | 996 | 1 039 | - | - | 2 137 | 2 187 |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | (441) | (422) | (310) | (315) | 1 | (2) | (750) | (739) |
| Achats de produits de base revendus | - | (6) | (339) | (447) | - | - | (339) | (453) |
| Amortissement | (254) | (258) | (49) | (40) | - | - | (303) | (298) |
| | 446 | 462 | 298 | 237 | 1 | (2) | 745 | 697 |
| Charges financières et participations sans contrôle | (178) | (205) | - | - | (57) | (68) | (235) | (273) |
| Charges financières des coentreprises | (12) | (11) | (6) | (6) | - | - | (18) | (17) |
| Intérêts créditeurs et autres produits | 13 | 16 | (1) | 2 | 5 | 27 | 17 | 45 |
| Impôts sur les bénéfices | (96) | (99) | (91) | (77) | 61 | 44 | (126) | (132) |
| Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires | 173 | 163 | 200 | 156 | 10 | 1 | 383 | 320 |

| Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié - en millions de dollars) | Pipelines | | Énergie | | Siège social | | Total | |
|---|--------------|--------------|------------|------------|--------------|------------|--------------|--------------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Produits | 3 417 | 3 500 | 2 870 | 3 139 | - | - | 6 287 | 6 639 |
| Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts | (1 255) | (1 222) | (924) | (1 005) | (2) | (5) | (2 181) | (2 232) |
| Achats de produits de base revendus | - | (71) | (1 096) | (1 476) | - | - | (1 096) | (1 547) |
| Amortissement | (765) | (769) | (135) | (119) | - | - | (900) | (888) |
| | 1 397 | 1 438 | 715 | 539 | (2) | (5) | 2 110 | 1 972 |
| Charges financières et participations sans contrôle | (582) | (628) | - | 1 | (156) | (202) | (738) | (829) |
| Charges financières des coentreprises | (34) | (40) | (17) | (17) | - | - | (51) | (57) |
| Intérêts créditeurs et autres produits | 60 | 45 | 3 | 8 | 22 | 70 | 85 | 123 |
| Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine | 279 | - | - | - | - | - | 279 | - |
| Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater | - | - | (41) | - | - | - | (41) | - |
| Impôts sur les bénéfices | (428) | (331) | (199) | (175) | 129 | 134 | (498) | (372) |
| Bénéfice net revenant aux porteurs d'actions ordinaires | 692 | 484 | 461 | 356 | (7) | (3) | 1 146 | 837 |

Total de l'actif

(non vérifié - en millions de dollars)

| | 30 septembre 2008 | 31 décembre 2007 |
|--------------|-------------------|------------------|
| Pipelines | 22 846 | 22 024 |
| Énergie | 10 816 | 7 037 |
| Siège social | 3 035 | 2 104 |
| | 36 697 | 31 165 |

4. Acquisitions

Ravenswood

Le 26 août 2008, TCPL a acheté à National Grid plc (« National Grid ») la totalité des actions en circulation de KeySpan-Ravenswood, LLC et de KeySpan Ravenswood Services Corp. en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture de l'opération. Ensemble, ces deux entreprises détiennent, contrôlent et exploitent la centrale électrique de Ravenswood d'une puissance de 2 480 mégawatts située à Queens, dans l'État de New York. L'acquisition a été comptabilisée selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Ravenswood avec ceux du secteur de l'énergie postérieurement à la date d'acquisition.

Au 30 septembre 2008, la répartition préliminaire du prix d'achat s'établit comme suit.

Répartition du prix d'achat

(non vérifié)

(en millions de dollars US)

| | |
|-----------------------------|--------------|
| Actif à court terme | 169 |
| Immobilisations corporelles | 1 421 |
| Autres actifs à long terme | 495 |
| Écart d'acquisition | 905 |
| Passif à court terme | (19) |
| Autres passifs à long terme | (58) |
| | <u>2 913</u> |

Une répartition préliminaire du prix d'achat a été effectuée en fonction de la juste valeur de l'actif net à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition sera évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt.

5. Dette à long terme

Le 13 août 2008, TCPL a émis des billets à moyen terme échéant le 20 août 2013 et portant intérêt à 5,05 % pour une valeur de 500 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable déposé au Canada en mars 2007 qui lui permet d'offrir des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars. Au 30 septembre 2008, la société avait à sa disposition des fonds de 1 milliard de dollars aux termes de son prospectus préalable. Le produit de ces billets a servi à financer en partie le programme d'investissement du réseau de l'Alberta et à d'autres fins générales de la société.

Le 6 août 2008, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 850 millions de dollars US et de 650 millions de dollars US échéant respectivement le 15 août 2018 et le 15 août 2038 et portant intérêt au taux de respectivement 6,50 % et 7,25 %. Le produit de ces billets a servi à financer en partie l'acquisition de Ravenswood ainsi qu'à d'autres fins générales de la société. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007 qui permet à la société d'offrir des titres de créance pour un montant de 2,5 milliards de dollars US. Au 30 septembre 2008, la société avait prélevé tous les fonds disponibles aux termes du prospectus, et elle a l'intention de déposer un nouveau prospectus préalable aux États-Unis au cours du quatrième trimestre de 2008.

Le 27 juin 2008, la société a conclu un accord avec un consortium bancaire relativement à un prêt-relais confirmé et non garanti de un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US; il est assorti d'un taux d'intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres. Cette facilité est renouvelable au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois. Le 25 août 2008, la société a affecté 255 millions de dollars US de cette facilité au financement d'une partie de l'acquisition de Ravenswood et elle a annulé le reste des fonds confirmés. Au 30 septembre 2008, le solde impayé de cette facilité de crédit était de 255 millions de dollars US.

Pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008, la société a capitalisé des intérêts de respectivement 38 millions de dollars et 97 millions de dollars au titre de projets d'investissement.

6. Capital-actions

Au troisième trimestre de 2008, TCPL a émis 32,7 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars.

Au deuxième trimestre de 2008, TCPL a émis 1,9 million d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 69 millions de dollars.

Au premier trimestre de 2008, TCPL a émis 1,5 million d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 56 millions de dollars.

Le conseil d'administration de TransCanada a autorisé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé qui seront offertes à un escompte de 2 % aux participants du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de TransCanada pour les dividendes payables le 30 janvier 2009 pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008. Aux termes de ce régime, les porteurs d'actions privilégiées de TCPL admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements au comptant facultatifs pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada supplémentaires. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

7. 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. À la suite de l'acquisition de Ravenswood au troisième trimestre de 2008, la société est exposée à des risques supplémentaires liés aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel et à de nouveaux risques liés aux fluctuations du prix du mazout et du kérosène. La société gérera ces risques, à l'instar des autres risques liés aux fluctuations des prix des produits de base auxquels elle est exposée, en recourant à des contrats sur produits de base et à des instruments dérivés.

Le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel TCPL est exposée a été amplifié en raison de l'acquisition de Ravenswood. L'incidence nette de l'exposition aux devises est contrebalancée par certains coûts d'emprunt et de financement connexes libellés en dollars US, les risques de certaines entreprises de TCPL et les activités de couverture de la société.

Au 30 septembre 2008, la valeur à risque (« VaR ») consolidée de TCPL, qui sert à estimer l'incidence possible de son exposition au risque de marché, était de 21 millions de dollars (8 millions de dollars au 31 décembre 2007). L'accroissement depuis le 31 décembre 2007 découle principalement de l'acquisition de Ravenswood.

TCPL est grandement tributaire des institutions financières étant donné qu'elles lui fournissent des marges de crédit confirmées, qu'elles injectent des liquidités critiques dans le marché des instruments dérivés sur devises et sur taux d'intérêt ainsi que dans celui des contrats énergétiques de gros et qu'elles consentent des lettres de crédit à TCPL lui permettant d'atténuer les risques liés aux contreparties insolvables.

Dans le contexte de la récente détérioration des marchés financiers en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale, TCPL a continué de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties, y compris les institutions financières. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à certaines 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 contrepartie au moment de prendre des décisions d'ordre commercial.

TCPL n'est pas exposée à des risques importants relativement à la faillite de SemGroup, L.P. ou à la faillite de Lehman Brothers Holdings Inc. et des sociétés lui étant affiliées (« LBHI »), exception faite des contrats de transport et de stockage garantis à long terme d'ANR conclus avec une filiale de LBHI. Le 16 octobre 2008, un tribunal a approuvé la vente de cette filiale de LBHI non visée par la faillite à Électricité de France S.A. (« EDF »), dont la cote de crédit est AA-/sous observation avec perspective négative. La société prévoit que EDF respectera intégralement ces engagements contractuels. La société attend actuellement l'approbation de cette vente par les organismes de réglementation.

La société continue de gérer le risque de liquidité auquel elle est exposée en s'assurant de disposer d'une trésorerie suffisante 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 30 septembre 2008, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 92 millions de dollars étaient inclus dans les stocks (190 millions de dollars au 31 décembre 2007). Depuis le 1^{er} avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1^{er} avril 2007. La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pendant le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 a donné lieu à des pertes non réalisées nettes de respectivement 108 millions de dollars et 7 millions de dollars, montants constatés en tant que diminution des produits et des stocks (pertes non réalisées nettes de 2 millions de dollars et de 25 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007). La variation nette de la juste valeur des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 a donné lieu à respectivement un gain non réalisé net de 106 millions de dollars et une perte non réalisée nette de 1 million de dollars (gains non réalisés nets de respectivement 4 millions de dollars et 20 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007), montants constatés dans les produits.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres de créance libellés en dollars US, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options pour couvrir son placement net dans des établissements étrangers autonomes. Au 30 septembre 2008, la société avait désigné des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 6,2 milliards de dollars (5,9 milliards de dollars US) et une

juste valeur de 5,8 milliards de dollars (5,5 milliards de dollars US) et elle a eu recours à des instruments dérivés ayant une juste valeur de 9 millions de dollars (9 millions de dollars US) pour réduire davantage le risque lié à son investissement net.

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

Instruments dérivés en tant que couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers

Actif (passif)

(non vérifié)

(en millions de dollars)

| | Au 30 septembre 2008 | | Au 31 décembre 2007 | |
|--|-----------------------------|-------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | Juste valeur ⁽¹⁾ | Montant nominal ou en capital | Juste valeur ⁽¹⁾ | Montant nominal ou en capital |
| Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture | | | | |
| Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014) ⁽²⁾ | 39 | 1 550 US | 77 | 350 US |
| Contrats de change à terme en dollars US (échéant entre 2008 et 2009) ⁽²⁾ | (46) | 2 780 US | (4) | 150 US |
| Options en dollars US (échéant en 2008) ⁽²⁾ | (2) | 500 US | 3 | 600 US |
| | (9) | 4 830 US | 76 | 1 100 US |

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

(2) Au 30 septembre 2008.

Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit :

Au 30 septembre 2008

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

| | Électricité | Gaz naturel | Intérêts |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction | | | |
| Justes valeurs ⁽¹⁾ | | | |
| Actifs | 62 \$ | 95 \$ | 30 \$ |
| Passifs | (48)\$ | (75)\$ | (25)\$ |
| Valeurs nominales | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | |
| Achats | 3 170 | 57 | - |
| Ventes | 3 775 | 62 | - |
| En dollars CA | - | - | 1 021 |
| En dollars US | - | - | 1 400 US |
| Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2008 | 5 \$ | - \$ | 5 \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 | - \$ | (12)\$ | 3 \$ |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2008 | 12 \$ | (12)\$ | 2 \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 | 21 \$ | (6)\$ | 12 \$ |
| Dates d'échéance | 2008 - 2014 | 2008 - 2011 | 2008 - 2018 |

Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁴⁾⁽⁵⁾

| | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|
| Juste valeurs ⁽¹⁾ | | | |
| Actifs | 156 \$ | 3 \$ | 5 \$ |
| Passifs | (88)\$ | (14)\$ | (20)\$ |
| Valeurs nominales | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | |
| Achats | 7 024 | 14 | - |
| Ventes | 15 549 | - | - |
| En dollars CA | - | - | 50 |
| En dollars US | - | - | 1 125 US |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2008 | 14 \$ | (1)\$ | (2)\$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 | (24)\$ | 18 \$ | (4)\$ |
| Dates d'échéance | 2008 - 2014 | 2008 - 2011 | 2009 - 2019 |

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments dérivés portant sur de l'électricité et du gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure (« GWh ») et en milliards de pieds cubes (« Gpi³ »).

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur le taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur assorties d'une juste valeur de 3 millions de dollars.

(5) Le bénéfice net du trimestre et celui de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 comprenaient des gains de respectivement 7 millions de dollars et 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur de l'électricité et du gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Le bénéfice net du trimestre et celui de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 ne comprennent ni gains ni pertes au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées.

2007(tous les montants sont en millions,
sauf indication contraire)

| | Électricité | Gaz naturel | Intérêts |
|---|-------------|-------------|-------------|
| Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction | | | |
| Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾ | | | |
| Actifs | 55 \$ | 43 \$ | 23 \$ |
| Passifs | (44)\$ | (19)\$ | (18)\$ |
| Valeurs nominales ⁽⁴⁾ | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | |
| Achats | 3 774 | 47 | - |
| Ventes | 4 469 | 64 | - |
| En dollars CA | - | - | 615 |
| En dollars US | - | - | 550 US |
| Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2007 | 2 \$ | 23 \$ | - \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 | 11 \$ | 6 \$ | 1 \$ |
| Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2007 | 2 \$ | 18 \$ | 3 \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 | (7)\$ | 36 \$ | 4 \$ |
| Dates d'échéance ⁽⁴⁾ | 2008 - 2016 | 2008 - 2010 | 2008 - 2016 |
| Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾ | | | |
| Justes valeurs ⁽¹⁾⁽⁴⁾ | | | |
| Actifs | 135 \$ | 19 \$ | 2 \$ |
| Passifs | (104)\$ | (7)\$ | (16)\$ |
| Valeurs nominales ⁽⁴⁾ | | | |
| Volumes ⁽²⁾ | | | |
| Achats | 7 362 | 28 | - |
| Ventes | 16 367 | 4 | - |
| En dollars CA | - | - | 150 |
| En dollars US | - | - | 875 US |
| (Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s de la période ⁽³⁾ | | | |
| Trimestre terminé le 30 septembre 2007 | (51)\$ | 10 \$ | 2 \$ |
| Période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 | (37)\$ | 7 \$ | 3 \$ |
| Dates d'échéance ⁽⁴⁾ | 2008 - 2013 | 2008 - 2010 | 2008 - 2013 |

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments portant sur de l'électricité et du gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sont inclus dans le bénéfice net. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net lorsque l'instrument financier a été réglé.

(4) Au 31 décembre 2007.

(5) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés liés aux taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 2 millions de dollars au 31 décembre 2007.

(6) Le bénéfice net du trimestre et celui de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2007 comprenaient des pertes de respectivement 4 millions de dollars et 7 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur de l'électricité et du gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Le bénéfice net du trimestre et celui de la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2007 comprenaient des pertes de respectivement néant et 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie provenant de taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture de flux de trésorerie en raison de la probabilité que l'opération anticipée originale ne se produira pas avant la fin de la période spécifiée initialement.

8. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société pour le trimestre et la période de neuf mois terminés le 30 septembre 2008 se présente comme suit.

| Trimestres terminés les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars) | Régimes de retraite | | Autres régimes d'avantages sociaux | |
|--|---------------------|-----------|------------------------------------|----------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Coût des services rendus au cours de la période | 13 | 11 | - | - |
| Intérêts débiteurs | 20 | 19 | 2 | 2 |
| Rendement prévu des actifs des régimes | (23) | (23) | - | - |
| Amortissement de la perte actuarielle nette | 4 | 7 | 1 | 1 |
| Amortissement des coûts au titre des services passés | 1 | 1 | - | - |
| Coût net constaté au titre des avantages | <u>15</u> | <u>15</u> | <u>3</u> | <u>3</u> |

| Périodes de neuf mois terminées les 30 septembre (non vérifié – en millions de dollars) | Régimes de retraite | | Autres régimes d'avantages sociaux | |
|--|---------------------|-----------|------------------------------------|----------|
| | 2008 | 2007 | 2008 | 2007 |
| Coût des services rendus au cours de la période | 38 | 33 | 1 | 1 |
| Intérêts débiteurs | 59 | 54 | 6 | 5 |
| Rendement prévu des actifs des régimes | (69) | (62) | (1) | (1) |
| Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée | - | - | 1 | 1 |
| Amortissement de la perte actuarielle nette | 13 | 19 | 2 | 2 |
| Amortissement des coûts au titre des services passés | 3 | 3 | - | (1) |
| Coût net constaté au titre des avantages | <u>44</u> | <u>47</u> | <u>9</u> | <u>7</u> |

9. Règlements à la suite de la faillite de Calpine

Certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et Portland ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions et de 6,1 millions d'actions, représentant environ 85 % des réclamations convenues. Ces actions ont par la suite été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à un bénéfice total de 279 millions de dollars avant les impôts.

10. Radiation de coûts d'aménagement

Le 24 mars 2008, le Federal Energy Regulatory Committee des États-Unis a autorisé la construction et l'exploitation du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater, sous réserve des conditions énoncées dans l'autorisation. Le 10 avril 2008, le Département d'État de l'État de New York a rejeté la proposition de construction de l'installation de Broadwater. Par suite de cette décision défavorable, TCPL a radié des coûts de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés précédemment au titre du projet de GNL de Broadwater jusqu'au 31 mars 2008.

11. Engagements et éventualités

Engagements

Au 30 septembre 2008, TCPL avait conclu de nouvelles ententes, depuis le 31 décembre 2007, prévoyant l'achat de matériaux et de services de construction pour les projets de centrale électrique de Coolidge et de Halton Hills et les projets éoliens de Cartier et de Kibby s'élevant à environ 1,1 milliard de dollars ainsi que pour les projets de gazoduc dans le couloir centre-nord et d'oléoduc Keystone totalisant près de 515 millions de dollars. Les engagements de Keystone tiennent compte de la participation de 79,99 % de TCPL. En raison de l'accroissement de 29,99 % de la participation de la société dans Keystone, la quote-part de TCPL des engagements de Keystone conclus au 31 décembre 2007 et toujours en vigueur au 30 septembre 2008 sont passés à environ 515 millions de dollars.

12. Opérations entre apparentés

En juin 2008, TransCanada a avancé à TCPL des fonds de 220 millions de dollars sur sa facilité de crédit.

En juin 2008, TransCanada a remboursé le billet à escompte de 1,2 milliard de dollars émis en faveur de TCPL au 31 décembre 2007. TCPL a par la suite émis en faveur de TransCanada un nouveau billet à escompte d'un montant de 1,4 milliard de dollars assorti d'un taux d'intérêt de 3,4 %. Ce billet échoit en décembre 2008.

En mai 2008, TCPL a remboursé 7 millions de dollars sur sa facilité de crédit renouvelable auprès de TransCanada.

En janvier 2008, TCPL a remboursé 370 millions de dollars US sur un billet à ordre émis en faveur de TransCanada.

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

Relations avec les investisseurs, au 1-800-361-6522 (Canada et États continentaux des États-Unis). Numéro d'accès direct : David Moneta/Myles Dougan/Terry Hook au 403-920-7911. Télécopieur pour les investisseurs : 403-920-2457. Relations avec les médias : Cecily Dobson : 403-920-7859 ou 1-800-608-7859.

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