

TRANSCANADA CORPORATION – QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2008

Renseignements aux médias :	Cecily Dobson	403-920-7859 800-608-7859
Renseignements aux investisseurs et analystes :	David Moneta/Myles Dougan/Terry Hook	403-920-7911 800-361-6522

Communiqué

TransCanada annonce une augmentation de 8 % du résultat comparable par action en 2008

Dividende sur les actions ordinaires majoré de 6 %

CALGARY, Alberta – **Le 3 février 2009** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui que le résultat comparable pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 est de 1,3 milliard de dollars (2,25 \$ par action), un chiffre d'environ 8 % supérieur au bénéfice par action de 2007. Le conseil de TransCanada a de plus déclaré un dividende trimestriel de 0,38 \$ par action ordinaires, soit une majoration de 6 %.

« La performance financière de TransCanada en 2008 témoigne de notre capacité de produire un résultat et des flux de trésorerie appréciables même en cette période de tourmente économique, a affirmé Hal Kvisle, président et chef de la direction de TransCanada. Ces résultats ont permis au conseil d'administration de majorer le dividende sur les actions ordinaires de la société pour le neuvième exercice consécutif. Le nouveau dividende trimestriel par action ordinaire de 0,38 \$ par action correspond à un dividende annualisé de 1,52 \$ par action ordinaire, soit une majoration de 6 %. »

« TransCanada a accompli de grands progrès dans le cadre d'un certain nombre de grands projets en 2008, notamment le réseau d'oléoducs Keystone, l'expansion dans le couloir centre-nord, le projet de remise à neuf de Bruce Power et trois grandes centrales électriques alimentées au gaz naturel. Ces importants projets sont tous en construction actuellement. En 2009, nous prévoyons investir quelque 6 milliards de dollars dans ces projets et d'autres projets d'investissement. Les importants flux de trésorerie générés par nos actifs d'exploitation ainsi que les émissions de titres de créance et d'actions ordinaires réalisées récemment nous permettront de financer notre programme d'investissement d'envergure. Les prévisions laissent entrevoir que la croissance de notre portefeuille d'infrastructures énergétiques de premier ordre, nos compétences éprouvées pour la conception et l'exécution de projets et notre situation financière avantageuse nous permettront de procurer, à long terme, un rendement financier élevé à nos actionnaires ».

Points saillants des résultats du quatrième trimestre et de l'exercice 2008

(Tous les montants (non vérifiés) sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)

- Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 a été de 1,3 milliard de dollars (2,25 \$ par action).
- Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 s'est établi à 1,4 milliard de dollars (2,53 \$ par action).
- Les fonds provenant de l'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 se sont chiffrés à 3,0 milliards de dollars.
- Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2008 s'est élevé à 271 millions de dollars (0,46 \$ par action).
- Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2008 a été de 277 millions de dollars (0,47 \$ par action).
- Les fonds provenant de l'exploitation du quatrième trimestre de 2008 ont totalisé 712 millions de dollars.
- En 2008, la société a investi 6,4 milliards de dollars dans des projets de croissance, notamment le réseau d'oléoducs Keystone, la centrale électrique de Ravenswood, Bruce Power, le Portlands Energy Centre et la centrale électrique de Halton Hills.

Pour le quatrième trimestre de 2008, TransCanada a déclaré un bénéfice net de 277 millions de dollars (0,47 \$ par action), comparativement au chiffre de 377 millions de dollars (0,70 \$ par action) inscrit au quatrième trimestre de 2007. En 2007, le bénéfice net du quatrième trimestre comprenait un montant de 56 millions de dollars pour des ajustements d'impôts sur les bénéfices favorables ainsi qu'un gain de 14 millions de dollars réalisé à la vente de terrains. Les résultats du quatrième trimestre de 2008 et de 2007 comprenaient des gains de respectivement 6 millions de dollars et 10 millions de dollars de la juste valeur de l'entreprise de stockage de gaz naturel.

Le résultat comparable a été de 271 millions de dollars (0,46 \$ par action) au quatrième trimestre de 2008, comparativement à 297 millions de dollars (0,55 \$ par action) au quatrième trimestre de 2007. La baisse de 26 millions de dollars (0,09 \$ par action) s'explique surtout par la hausse des coûts pour le siège social, qui comprennent des pertes non réalisées de 39 millions de dollars après les impôts (0,07 \$ par action) en raison de la variation de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de TransCanada à la hausse des taux d'intérêt qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ainsi que l'incidence du financement de titres de créance supplémentaires afin d'alimenter la croissance de la société. La hausse des coûts du siège social a été atténuée en partie par l'accroissement du résultat des entreprises d'énergie et de pipelines.

Le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, à 1,4 milliard de dollars (2,53 \$ par action), se compare au bénéfice net de 1,2 milliard de dollars (2,31 \$ par action) inscrit en 2007. Le bénéfice net de 2008 comprend des gains de 152 millions de dollars découlant du règlement dans le cadre de la faillite de Calpine, 10 millions de dollars touchés par GTN à l'issue d'une action en justice, la radiation des coûts de 27 millions de dollars liés au projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater et des ajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars. Le bénéfice net en 2007 comprenait des ajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars, un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains et des gains non réalisés de 7 millions de dollars provenant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel.

Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 s'est chiffré à 1,3 milliard de dollars (2,25 \$ par action), comparativement au chiffre de 1,1 milliard de dollars (2,08 \$ par action) inscrit en 2007. Cette progression de 179 millions de dollars (0,17 \$ par action) provient principalement de la contribution supérieure des entreprises d'énergie et de pipelines, annulée en partie par la hausse des charges du siège social.

Les faits marquants récents au sein des secteurs des pipelines, de l'énergie et du siège social comprennent notamment ce qui suit :

Pipelines

- Les travaux d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction étaient achevés à près de 40 % dans le cadre de la phase initiale du réseau d'oléoducs Keystone à Wood River, Patoka et Cushing. En novembre, une demande de permis présidentiel a été déposée auprès du Département d'État des États-Unis pour le prolongement de l'oléoduc Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique.
- TransCanada a convenu de porter sa participation en actions dans le partenariat de Keystone à 79,99 %, ce qui ramènera la participation en actions de ConocoPhillips à 20,01 %. Certaines parties qui ont convenu de prendre des engagements de volumes dans le cadre du prolongement de l'oléoduc Keystone ont l'option d'acquérir une participation cumulée à concurrence de 15 % dans les partenariats de Keystone. Si ces options étaient exercées, la participation en actions de TransCanada pourrait être ramenée à 64,99 %.
- En novembre, l'installation de stockage Cold Springs 1 d'ANR est entrée en exploitation. Ce projet a augmenté la capacité de stockage de 14 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») de gaz naturel et la capacité de retrait de 200 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») et il a porté la capacité de stockage totale d'ANR à 250 Gpi³.
- Le projet de pipeline Bison prévoit la construction d'un pipeline proposé de 480 kilomètres (« km »), depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Dans le cadre du projet, dont la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2010, des engagements ont été conclus pour le transport d'environ 405 Mpi³/j. Selon les estimations, le coût en capital du projet se situera entre 500 millions de dollars US et 600 millions de dollars US. TransCanada continue de collaborer avec les expéditeurs pour définir définitivement l'envergure et la conception du projet.
- En décembre 2008, le commissaire des Ressources naturelles et du Revenu de l'Alaska a délivré à TransCanada le permis en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA »). En vertu de l'AGIA, TransCanada s'est engagée à faire progresser le projet de gazoduc de l'Alaska en réalisant un appel de soumissions, puis à solliciter l'attestation de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). TransCanada 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 milieu de 2010.
- TransCanada a récemment mené à terme un appel de soumissions exécutoires pour le service de transport de gaz depuis la région de Montney Groundbirch située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Des expéditeurs ont conclu des contrats de transport garanti de gaz et les volumes liés

à ces engagements devraient atteindre 1,1 Gpi³ par jour (« Gpi³/j ») d'ici 2014. Le pipeline proposé, d'une longueur d'environ 77 km, devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2010, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises. Le coût du projet proposé est évalué à environ 250 millions de dollars.

- TransCanada met la dernière main à un appel de soumissions exécutoires et à un projet de prolongement d'un pipeline pour permettre au réseau de l'Alberta de desservir la zone de gaz de schiste de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le projet de Horn River devrait entrer en exploitation au début de 2011.

Énergie

- Au quatrième trimestre de 2008, Bruce Power a mené à bien une étude de la fin de vie utile des réacteurs 3 et 4. Le réacteur 3 devrait demeurer en exploitation commerciale jusqu'à la fin de 2011, ce qui signifie deux années d'exploitation supplémentaires avant que le réacteur ne soit remis à neuf sur une période prévue de 36 mois. Par la suite, la fin de la vie utile du troisième réacteur devrait être prolongée de la date initialement prévue de 2037 à 2038.

En outre, le réacteur 4 devrait demeurer en exploitation commerciale jusqu'en 2016, soit près de sept années d'exploitation avant que ne commence une période de remise à neuf semblable, à la fin de laquelle, la fin de la vie utile du réacteur 4 devrait être prolongée de la date initialement prévue de 2036 à 2042.

Les travaux de remise à neuf des réacteurs 1 et 2 se poursuivent, et ces derniers devraient être remis en exploitation commerciale en 2010.

- Le parc éolien de Carleton, d'une capacité de 109 mégawatts (« MW »), soit la troisième des six phases du projet de Cartier énergie éolienne, est entré en service en novembre 2008. Les autres phases devraient être aménagées d'ici 2012, sous réserve de l'obtention des approbations voulues. Une fois les six phases achevées, les installations devraient avoir une capacité cumulée de 740 MW.
- La construction de la centrale Portlands Energy Centre, d'une puissance de 550 MW, est presque achevée et sa mise en service devrait avoir lieu au premier trimestre de 2009. La construction de la centrale de Halton Hills, d'une puissance de 683 MW, est achevée à près de 50 % et sa mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2010.
- Toujours au sein de l'entreprise de l'énergie, TransCanada a poursuivi les travaux de construction dans le cadre du projet éolien Kibby, dont la mise en service de la première phase devrait commencer au quatrième trimestre de 2009. En décembre 2008, TransCanada a reçu de l'Arizona Corporation Commission un certificat de compatibilité environnementale prévoyant l'approbation de la construction, en Arizona, de la centrale électrique de Coolidge d'une puissance de 575 MW. Les travaux de construction devraient commencer à l'été 2009, et la mise en exploitation de la centrale est prévue pour 2011.

Siège social

- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009, un dividende trimestriel de 0,38 \$ par action ordinaire en circulation de TransCanada, soit une majoration de 6 %.
- Vers la fin du quatrième trimestre de 2008, le conseil d'administration de TransCanada a autorisé une hausse de l'escompte sur les actions ordinaires émises sur le capital aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de la société pour le faire passer de 2 % à 3 % pour le dividende sur les actions ordinaires payable le 30 janvier 2009.
- Le 25 novembre 2008, TransCanada a réalisé une émission de 30 500 000 actions ordinaires. Le 5 décembre 2008, 4 575 000 actions ordinaires supplémentaires ont été émises à l'exercice de l'option d'effectuer des attributions excédentaires du preneur ferme. Le produit brut de l'émission d'actions ordinaires et de l'option d'effectuer des attributions supplémentaires a totalisé environ 1 157 milliard de dollars. Le produit de cette émission servira à financer en partie des projets d'investissement, notamment le réseau d'oléoducs de Keystone, à d'autres fins générales de la société et au remboursement d'emprunts à court terme.
- En outre, pendant le quatrième trimestre de 2008, une filiale de TransCanada a mis en place une nouvelle facilité de crédit bancaire confirmée de 1,0 milliard de dollars US auprès de banques avec lesquelles elle traite. La facilité de crédit renouvelable, prorogeable, et dont le montant peut être augmenté, d'une durée initiale de 364 jours, est assortie d'une option de renouvellement de un an au gré de l'emprunteur, et elle appuiera un nouveau programme de papier commercial ayant pour objet de financer les dépenses engagées au titre du réseau d'oléoducs Keystone.
- En janvier 2009, la société a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US assortis d'un taux d'intérêt de 7,125 % et de 1,25 milliard de dollars US assortis d'un taux d'intérêt de 7,625 % échéant respectivement le 15 janvier 2019 et le 15 janvier 2039. Le produit net de l'émission sera affecté au financement partiel d'autres projets d'investissement de la société, au remboursement d'emprunts à leur échéance ainsi qu'à d'autres fins générales de la société. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable de 3,0 milliards US de dollars déposé aux États-Unis en janvier 2009.
- Les marchés financiers mondiaux demeurent volatils, mais la situation de trésorerie de TransCanada demeure solide, appuyée par les flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles, les soldes de caisse élevés découlant des récentes émissions d'actions ainsi que les marges de crédit bancaires renouvelables confirmées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars et de 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, en décembre 2012 et en février 2013. À ce jour, aucun prélèvement n'a été effectué sur ces marges.

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2008

Résultats d'exploitation (non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Produits	2 332	2 189	8 619	8 828
Bénéfice net	277	377	1 440	1 223
Résultat comparable⁽¹⁾	271	297	1 279	1 100
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	712	741	3 021	2 621
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(197)	(46)	(181)	215
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	515	695	2 840	2 836
Dépenses en immobilisations	1 235	595	3 134	1 651
Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise	171	1	3 229	4 223

Données sur les actions ordinaires (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net par action – de base	0,47 \$	0,70 \$	2,53 \$	2,31 \$
Résultat comparable par action - de base⁽¹⁾	0,46 \$	0,55 \$	2,25 \$	2,08 \$
Dividendes déclarés par action	0,36 \$	0,34 \$	1,44 \$	1,36 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	597	539	570	530
À la fin de la période	616	540	616	540

(1) Pour une analyse détaillée du résultat comparable, du résultat comparable par action et des fonds provenant de l'exploitation, consulter la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » dans le présent communiqué.

Informations prospectives

Le présent communiqué peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux actionnaires et investisseurs éventuels de TransCanada de l'information sur TransCanada et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans et perspectives financiers et opérationnels futurs de TransCanada et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, notamment, des énoncés au sujet des perspectives commerciales et de la performance financière anticipés de TransCanada et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers, des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que des incidences prévues d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, 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 résultats ou les événements réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TransCanada 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 décisions des organismes de réglementation et processus réglementaires, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans le secteur des gazoducs 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 des capitaux, 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 TransCanada 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 TransCanada auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent communiqué ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TransCanada 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 communiqué, TransCanada 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 définies prescrites par 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 TransCanada 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 TransCanada, 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 ainsi que certains ajustements de la juste valeur. Le tableau figurant sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent communiqué fait état du rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net. Le résultat comparable par action est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour la période visée.

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 dans le tableau « Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2008 » figurant dans le présent communiqué.

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 communiqué.

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 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Pipelines				
Résultat comparable	210	202	740	686
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	210	202	902	686
Énergie				
Résultat comparable	147	104	641	459
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	6	10	-	7
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(27)	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	14	-	14
Ajustements d'impôts	-	30	-	34
Bénéfice net	153	158	614	514
Siège social				
Charges comparables	(86)	(9)	(102)	(45)
Poste particulier :				
Redressements et ajustements d'impôts	-	26	26	68
Bénéfice net (charges nettes)	(86)	17	(76)	23
Bénéfice net⁽¹⁾	277	377	1 440	1 223
Bénéfice net par action⁽²⁾				
De base	0,47 \$	0,70 \$	2,53 \$	2,31 \$
Dilué	0,46 \$	0,70 \$	2,52 \$	2,30 \$
(1) Résultat comparable	271	297	1 279	1 100
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	6	10	-	7
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	-	152	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	-	10	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(27)	-
Gains à la vente de terrains	-	14	-	14
Redressements et ajustements d'impôts	-	56	26	102
Bénéfice net	277	377	1 440	1 223
(2) Résultat comparable par action	0,46 \$	0,55 \$	2,25 \$	2,08 \$
Postes particuliers - par action :				
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	0,01	0,02	-	0,01
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	-	0,27	-
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	-	0,02	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(0,05)	-
Gains à la vente de terrains	-	0,03	-	0,03
Redressements et ajustements d'impôts	-	0,10	0,04	0,19
Bénéfice net par action	0,47 \$	0,70 \$	2,53 \$	2,31 \$

Le bénéfice net de TransCanada s'est chiffré à 277 millions de dollars (0,47 \$ par action) au quatrième trimestre de 2008, comparativement à 377 millions de dollars (0,70 \$ par action) au quatrième trimestre de 2007. La baisse de 100 millions de dollars du bénéfice net s'explique surtout par la hausse des charges nettes pour le siège social, qui comprennent des pertes non réalisées nettes de 39 millions de dollars après les impôts (0,07 \$ par action) au quatrième trimestre de 2008 en raison de la variation de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de TransCanada à la hausse des taux d'intérêt qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. L'augmentation des charges nettes du siège social au quatrième trimestre de 2008 comparativement au même trimestre en 2007 provient également de l'accroissement des charges financières en raison du financement de l'acquisition de Ravenswood et des gains non réalisés supérieurs en 2007 par suite de variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Le résultat de l'entreprise de pipelines a progressé entre le quatrième trimestre de 2007 et le trimestre correspondant de 2008, principalement en raison des résultats constatés à la suite d'un règlement sur les besoins en produits en 2008 pour le réseau de l'Alberta et du résultat supérieur inscrit pour PipeLines LP, atténué en partie par l'inclusion dans les résultats du quatrième trimestre de 2007 du règlement du dossier tarifaire de GTN. Le résultat de l'entreprise d'énergie a légèrement reculé au quatrième trimestre de 2008 comparativement au quatrième trimestre de 2007 puisque les hausses réalisées par les installations énergétiques de l'Ouest, les installations énergétiques de l'Est et Bruce Power ont été plus qu'annulées par la baisse du résultat des installations de stockage de gaz naturel et les ajustements d'impôts sur les bénéfices favorables inclus dans les résultats du quatrième trimestre de 2007. Le résultat des installations énergétiques de l'Est a affiché une hausse marquée au quatrième trimestre de 2008 comparativement à la même période en 2007, et ce, principalement en raison des marges supérieures réalisées par les centrales électriques en Alberta. Le résultat du secteur de l'énergie aux quatrième trimestres de 2008 et 2007 comprend des gains non réalisés nets de respectivement 6 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) et 10 millions de dollars après les impôts (15 millions de dollars avant 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. Le résultat du secteur de l'énergie au quatrième trimestre de 2007 comprenait également un gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) lié à la vente de terrains. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2007 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 modifications à la législation fiscale canadienne. Le bénéfice net par action du quatrième trimestre de 2008 a diminué de 0,23 \$ par action comparativement au chiffre inscrit au quatrième trimestre de 2007, ce qui s'explique également par le nombre supérieur d'actions en circulation à la suite de l'émission d'actions de la société en 2008.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2008 s'est établi à 271 millions de dollars (0,46 \$ par action), comparativement à 297 millions de dollars (0,55 \$ par action) pour la même période en 2007. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2008 et de 2007 ne tenait pas compte des gains nets non réalisés de respectivement 6 millions de dollars et de 10 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. Par ailleurs, le résultat comparable du quatrième trimestre de 2007 ne comprenait pas d'ajustements d'impôts favorables de 56 millions de dollars et un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, le bénéfice net a été de 1,4 milliard de dollars (2,53 \$ par action) comparativement à 1,2 milliard de dollars (2,31 \$ par action) en 2007. La hausse de

217 millions de dollars (0,22 \$ par action) du bénéfice net de 2008 par rapport à 2007 découle principalement de l'accroissement du résultat des entreprises des pipelines et de l'énergie, annulé en partie par la hausse des charges nettes du siège social. Le résultat du secteur des pipelines a été plus élevé en 2008 qu'il ne l'avait été en 2007, et ce, surtout en raison d'un gain 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 également augmenté compte tenu du résultat constaté sur un exercice complet d'ANR en 2008. Le résultat du secteur de l'énergie a été supérieur en 2008 au chiffre inscrit en 2007 en raison de l'accroissement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest, des installations énergétiques de l'Est et de Bruce Power surtout en raison de la hausse des prix réalisés, annulée en partie par la baisse du résultat des installations de stockage de gaz naturel et 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 GNL de Broadwater. Le résultat du secteur de l'énergie en 2007 comprenait un gain de 7 millions de dollars (10 millions de dollars avant les impôts) provenant de modifications de la juste valeur des stocks de gaz naturel. Les charges nettes du siège social se sont accrues entre 2007 et 2008, surtout en raison des pertes non réalisées sur les instruments dérivés et de la hausse des charges financières. Le bénéfice net comprenait des ajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars en 2008 comparativement à des ajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars (68 millions de dollars pour le secteur du siège social et 34 millions de dollars pour celui de l'énergie) constatés en 2007 relativement à des modifications à la législation fiscale fédérale et provinciale au Canada, au règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et à une restructuration interne.

Le résultat comparable de 2008 s'est chiffré à 1,3 milliard de dollars (2,25 \$ par action), alors qu'il avait été de 1,1 milliard de dollars (2,08 \$ par action) pour la période correspondante de 2007. Il ne tient pas compte des gains de 152 millions de dollars découlant des règlements 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 de 27 millions de dollars au titre des coûts liés au projet de GNL de Broadwater et d'ajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars. Le résultat comparable en 2007 ne comprenait pas des ajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars, un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains et des gains non réalisés de 7 millions de dollars provenant de variations de la juste valeur de stocks de gaz naturel.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent communiqué.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 712 millions de dollars et à 3,0 milliards de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008, soit une baisse de respectivement 29 millions de dollars (4 %) et une hausse de 400 millions de dollars (15 %) comparativement aux mêmes périodes en 2007. L'augmentation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 comparativement à la même période en 2007 est essentiellement attribuable à l'accroissement du résultat.

Pipelines

Au quatrième trimestre de 2008, le bénéfice net et le résultat comparable de l'entreprise de pipelines se sont établis à 210 millions de dollars, soit 8 millions de dollars de plus que le bénéfice net et le résultat comparable de 202 millions de dollars constatés au quatrième trimestre de 2007.

Le bénéfice net et le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 se sont chiffrés à respectivement 902 millions de dollars et 740 millions de dollars, comparativement au bénéfice net et au résultat comparable de 686 millions de dollars en 2007. Le résultat comparable de 2008 excluait les gains de 152 millions de dollars après les impôts reçus 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 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Pipelines détenus en propriété exclusive				
Réseau principal au Canada	74	72	278	273
Réseau de l'Alberta	48	41	145	138
ANR ⁽¹⁾	38	35	132	104
GTN	16	32	65	58
Foothills	5	6	24	26
	181	186	644	599
Autres pipelines				
Great Lakes ⁽²⁾	12	11	44	47
PipeLines LP ⁽³⁾	10	4	25	18
Iroquois	5	4	18	15
Tamazunchale	7	3	16	10
Autres ⁽⁴⁾	5	13	34	46
Mise en valeur des régions nordiques	(6)	(4)	(9)	(7)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(4)	(15)	(32)	(42)
	29	16	96	87
Résultat comparable	210	202	740	686
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	210	202	902	686

(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 TransCanada 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 TransCanada 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 TransCanada 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 TransCanada) 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

Pour le quatrième trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008, le bénéfice net du réseau principal au Canada a progressé de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars comparativement aux périodes correspondantes de 2007. Ces hausses proviennent surtout des primes

de rendement supérieures touchées, de la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et de la hausse du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires, déterminé par l'Office national de l'énergie (« ONÉ »), qui est passé de 8,46 % en 2007 à 8,71 % en 2008, annulées en partie par la diminution de la base tarifaire moyenne.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta pour le quatrième trimestre de 2008 et de 2007 s'est élevé respectivement à 48 millions de dollars et à 41 millions de dollars. Le bénéfice net du réseau de l'Alberta pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007 s'est élevé à respectivement 145 millions de dollars et 138 millions de dollars. Le résultat du quatrième trimestre et de l'exercice terminés le 31 décembre 2008 s'est accru, et ce, principalement en raison de la constatation des résultats liés au règlement sur les besoins en produits de 2008 conclu au quatrième trimestre de 2008, tel qu'il est commenté plus en détail sous la rubrique « Autres faits nouveaux » du présent communiqué. Le résultat de 2007 tenait compte d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires de 8,51 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires de 35 %.

Le bénéfice net d'ANR a été de 38 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, alors qu'il s'était chiffré à 35 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007. Le bénéfice net de 2008 s'est établi à 132 millions de dollars, comparativement à 104 millions de dollars pour la période allant du 22 février 2007 au 31 décembre 2007. La hausse constatée au quatrième trimestre de 2008 provient principalement de l'accroissement des produits tirés des nouveaux projets de croissance et de l'incidence positive du raffermissement du dollar US, annulés en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, y compris les coûts liés aux dommages causés par l'ouragan Ike. La progression pour l'exercice 2008 s'explique surtout par le résultat sur l'exercice complet 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.

Le résultat comparable de GTN pour le quatrième trimestre de 2008 a été de 16 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour la même période en 2007. Cette baisse provient en partie de l'incidence positive du règlement du dossier tarifaire inclus dans le résultat du quatrième trimestre de 2007. Ces hausses ont été annulées en partie par la réduction des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et par l'incidence positive du raffermissement du dollar US en 2008. Le résultat comparable de GTN s'est accru de 7 millions de dollars en 2008 comparativement à 2007 en raison surtout de la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Données sur l'exploitation

Exercices terminés les 31 décembre (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)	7 012	7 292	4 368	4 224	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	749	818
Volumes livrés (en Gpi ³)										
Total	3 467	3 183	3 800	4 020	1 655	1 210	783	827	1 292	1 441
Moyenne quotidienne	9,5	8,7	10,4	11,0	4,5	3,8	2,1	2,3	3,5	3,9

- (1) Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les livraisons du réseau principal au Canada en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan se sont établies à 1 898 Gpi³ (2 090 Gpi³ en 2007); la moyenne quotidienne s'est établie à 5,2 Gpi³ (5,7 Gpi³ en 2007).
- (2) Les volumes reçus des champs pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 843 Gpi³ pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (4 047 Gpi³ en 2007); la moyenne quotidienne s'est établie à 10,5 Gpi³ (11,1 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 31 décembre 2008, la quote-part revenant à TransCanada du résultat net des autres pipelines s'est chiffrée à 29 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 16 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. La hausse du résultat des autres pipelines au quatrième trimestre de 2008 provient avant tout de la diminution des frais de soutien, de l'accroissement du résultat de PipeLines LP et de Tamazunchale et du raffermissement du dollar US, atténués en partie par le recul du résultat de TransGas, de Gas Pacifico/INNERGY et de Portland.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, le résultat comparable des autres pipelines s'est chiffré à 96 millions de dollars, comparativement à 87 millions de dollars pour la même période en 2007. L'augmentation découle principalement de la compression des frais généraux et des frais d'administration et de soutien ainsi que du résultat supérieur de PipeLines LP, de Tamazunchale et d'Iroquois, atténués en partie par la diminution du résultat de Gas Pacifico/INNERGY, de TransGas, de Portland et de Great Lakes.

Au 31 décembre 2008, les autres actifs comprenaient des montants de 74 millions de dollars et de 42 millions de dollars relativement aux coûts capitalisés respectivement pour le projet d'expansion du réseau d'oléoducs de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et le projet de pipeline Bison.

Au 31 décembre 2008, TransCanada 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 »). TransCanada et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Le calendrier du projet demeure incertain. Des discussions approfondies avec le gouvernement du Canada ont eu lieu et elles ont donné lieu, en janvier 2009, à une proposition du gouvernement à l'APG. Les parties à la coentreprise étudient la proposition et elles devraient donner sa réponse au gouvernement dans un proche avenir. Advenant que les parties à la coentreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes

qui s'imposent pour ce projet. Pour TransCanada, cette situation pourrait entraîner la réévaluation de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

Énergie

Le bénéfice net du secteur de l'énergie au quatrième trimestre de 2008, à 153 millions de dollars, est de 5 millions de dollars inférieur au chiffre de 158 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2007. Pour sa part, le résultat comparable a augmenté de 43 millions de dollars, passant de 104 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 à 147 millions de dollars pour la même période en 2008. Il ne tient pas compte de gains non réalisés nets de respectivement 6 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) et 10 millions de dollars après les impôts (15 millions de dollars avant les impôts) aux quatrièmes trimestres de 2008 et 2007 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. En outre, le résultat comparable du quatrième trimestre de 2007 ne comprenait pas un gain à la vente de terrains de 14 millions de dollars et des ajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, le bénéfice net de l'entreprise d'énergie s'est chiffré à 614 millions de dollars, soit 100 millions de dollars de plus que les 514 millions de dollars obtenus pour la même période en 2007. Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, à 641 millions de dollars, a progressé de 182 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2007 et il ne tient pas compte de la radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) au titre de coûts antérieurement capitalisés dans le cadre du projet de GNL de Broadwater. Le résultat comparable de 459 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 ne comprenait pas des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars après les impôts (10 millions de dollars avant les impôts) provenant de variations de la juste valeur de stocks de gaz naturel, un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains et des ajustements d'impôts favorables de 34 millions de dollars.

Résultats de l'entreprise d'énergie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Installations énergétiques de l'Ouest	106	58	426	308
Installations énergétiques de l'Est	73	66	338	255
Bruce Power	50	43	201	167
Stockage de gaz naturel	40	57	135	146
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(51)	(45)	(168)	(158)
Bénéfice d'exploitation	218	179	932	718
Charges financières	(7)	(6)	(23)	(22)
Intérêts créditeurs et autres produits	3	18	6	26
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(41)	-
Impôts sur les bénéfices	(61)	(33)	(260)	(208)
Bénéfice net	153	158	614	514
Résultat comparable	147	104	641	459
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :				
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	6	10	-	7
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(27)	-
Gains à la vente de terrains	-	14	-	14
Ajustements d'impôts	-	30	-	34
Bénéfice net	153	158	614	514

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

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Produits				
Électricité	298	245	1 140	1 045
Autres ⁽¹⁾	22	18	130	89
	320	263	1 270	1 134
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(152)	(154)	(575)	(608)
Autres ⁽²⁾	(17)	(12)	(64)	(65)
	(169)	(166)	(639)	(673)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(39)	(35)	(180)	(135)
Amortissement	(6)	(4)	(25)	(18)
Bénéfice d'exploitation	106	58	426	308

(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 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Offre				
Électricité produite	589	471	2 322	2 154
Électricité achetée				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	3 225	3 209	12 368	12 199
Autres achats	180	206	807	1 433
	3 994	3 886	15 497	15 786
Ventes				
Électricité vendue à contrat	2 705	2 644	11 284	11 998
Électricité vendue au comptant	1 289	1 242	4 213	3 788
	3 994	3 886	15 497	15 786

Au quatrième trimestre de 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 106 millions de dollars, soit 48 millions de dollars de plus que le chiffre de 58 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2007. Cette hausse découle surtout des marges supérieures obtenues pour le portefeuille de centrales en Alberta en raison de la hausse 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. 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 pour une période donnée. Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont augmenté au quatrième trimestre de 2008 comparativement à la même période en 2007 en raison de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble et des volumes produits.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction des 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 32 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant au quatrième trimestre de 2008, soit un pourcentage comparable à celui du quatrième trimestre 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 31 décembre 2008, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 8 800 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité en 2009 et 5 500 GWh d'électricité en 2010.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest s'est chiffré à 426 millions de dollars, soit 118 millions de dollars de plus que pour la même période en 2007. Cette hausse provient principalement des prix de l'électricité plus forts réalisés dans leur ensemble et d'un accroissement de 23 millions de dollars avant les impôts (16 millions de dollars après les impôts) découlant des ventes de soufre à des prix beaucoup plus élevés en 2008. TransCanada vendait, depuis 2005, de petites quantités de soufre à des prix correspondants au seuil de rentabilité. Les coûts d'exploitation et autres coûts des installations énergétiques de l'Ouest ont augmenté en raison de la production supérieure en 2008 comparativement à 2007.

*Installations énergétiques de l'Est***Résultats des installations énergétiques de l'Est⁽¹⁾**

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Produits				
Électricité	402	346	1 254	1 481
Autres ⁽²⁾	92	53	350	239
	494	399	1 604	1 720
Achats de produits de base revendus				
Électricité	(157)	(169)	(519)	(755)
Autres ⁽³⁾	(85)	(45)	(324)	(208)
	(242)	(214)	(843)	(963)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts				
Amortissement	(146)	(107)	(342)	(454)
	(33)	(12)	(81)	(48)
Bénéfice d'exploitation	73	66	338	255

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Carleton depuis le 22 novembre 2008, 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 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Offre				
Production	1 459	2 129	5 043	8 095
Achats	1 638	1 811	6 183	6 986
	3 097	3 940	11 226	15 081
Ventes				
Électricité vendue à contrat	3 059	3 798	10 990	14 505
Électricité vendue au comptant	38	142	236	576
	3 097	3 940	11 226	15 081

(1) Les installations énergétiques de l'Est comprennent Carleton depuis le 22 novembre 2008, Ravenswood depuis le 26 août 2008, Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007 et Bécancour pour l'exercice 2007.

Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est a augmenté de 7 millions de dollars pour passer de 66 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 à 73 millions de dollars en raison des prix réalisés plus forts sur les ventes aux clients commerciaux et industriels en Nouvelle-Angleterre, de l'incidence positive du raffermissement du dollars US au quatrième trimestre de 2008 et des résultats supplémentaires du parc éolien de Carleton, qui est entré en exploitation en novembre 2008. Le 31 décembre 2008, Ravenswood s'est acquittée de ses engagements aux termes d'un contrat d'achat ferme conclu avec Hess Corporation qui était en place au moment de l'acquisition. En 2009, TransCanada assurera la gestion de la commercialisation de la production de la centrale de Ravenswood d'une manière conforme à celle de ses autres actifs dans la région du Nord-Est des États-Unis.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est, à 402 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, ont augmenté de 56 millions de dollars comparativement au quatrième trimestre de 2007. Cet accroissement s'explique par les produits supplémentaires provenant de la centrale de Ravenswood nouvellement acquise et par les prix réalisés supérieurs sur les ventes aux

clients commerciaux et industriels en Nouvelle-Angleterre. Les autres produits d'exploitation et les autres achats de produits de base revendus se sont accrus de respectivement 39 millions de dollars et 40 millions de dollars pendant le quatrième trimestre de 2008 en raison de la hausse des achats et des ventes de gaz naturel. La baisse des volumes des ventes aux clients commerciaux et industriels a fait passer les volumes d'électricité achetés à 1 638 GWh au quatrième trimestre de 2008 comparativement au chiffre inscrit au trimestre correspondant de 2007. 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 146 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, montant supérieur à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent qui s'explique par les frais d'exploitation supplémentaires inhérents à Ravenswood, hausse en partie annulée par l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est a progressé de 83 millions de dollars pour s'établir à 338 millions de dollars, comparativement à 255 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007, et ce, en raison des débits d'écoulement supérieurs aux centrales de TC Hydro et de l'augmentation des marges sur les ventes d'électricité aux clients commerciaux et industriels en Nouvelle-Angleterre. L'accord prévoyant l'interruption 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 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. L'accord prévoyant l'interruption de la production de la centrale de Bécancour est en vigueur jusqu'au 31 décembre 2009.

Pour le quatrième trimestre de 2008, 1 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 4 % au quatrième trimestre de 2007. Les activités des installations énergétiques de l'Est consistent principalement à vendre la majeure partie de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant, les installations énergétiques de l'Est avaient conclu, au 31 décembre 2008, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 13 000 GWh d'électricité en 2009 et 15 000 GWh en 2010. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients. Tous les montants contractuels des périodes à venir dépendront de la liquidité du marché et d'autres facteurs.

Bruce Power

Résultats de Bruce Power (non vérifié)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bruce Power (base de 100 %) (en millions de dollars)				
Produits				
Électricité	524	493	2 064	1 920
Autres ⁽¹⁾	20	28	96	113
	544	521	2 160	2 033
Charges d'exploitation				
Exploitation et entretien ⁽²⁾	(239)	(258)	(1 066)	(1 051)
Combustible	(39)	(28)	(139)	(104)
Loyer supplémentaire ⁽²⁾	(44)	(42)	(174)	(170)
Amortissement	(41)	(36)	(151)	(151)
	(363)	(364)	(1 530)	(1 476)
Bénéfice d'exploitation	181	157	630	557
Quote-part de TransCanada - Bruce A	(6)	(5)	62	24
Quote-part de TransCanada - Bruce B	61	53	158	161
Quote-part de TransCanada	55	48	220	185
Ajustements	(5)	(5)	(19)	(18)
Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation cumulé de TransCanada	50	43	201	167
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	62 %	68 %	82 %	78 %
Bruce B	98 %	93 %	87 %	89 %
Capacité cumulée de Bruce Power	86 %	86 %	86 %	86 %
Jours d'arrêts d'exploitation prévus				
Bruce A	46	46	91	121
Bruce B	-	13	100	93
Jours d'arrêts d'exploitation imprévus				
Bruce A	17	6	27	17
Bruce B	5	3	65	32
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A – 100 %	2 000	2 250	10 580	10 180
Quote-part de TransCanada	977	1 096	5 159	4 959
Bruce B – 100 %	7 020	6 670	24 680	25 290
Quote-part de TransCanada	2 218	2 108	7 799	7 992
Volumes cumulés de Bruce Power – 100 %	9 020	8 920	35 260	35 470
Quote-part de TransCanada	3 195	3 204	12 958	12 951
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	63 \$	60 \$	62 \$	59 \$
Produits de Bruce B	57 \$	54 \$	57 \$	52 \$
Produits cumulés de Bruce Power	58 \$	56 \$	59 \$	55 \$
Combustible cumulé de Bruce Power	4 \$	3 \$	4 \$	3 \$
Charges d'exploitation cumulées de BrucePower ⁽³⁾	38 \$	40 \$	42 \$	41 \$
Pourcentage de la production vendue sur le marché au comptant	19 %	44 %	23 %	45 %

(1) Comprend, pour Bruce A, des recouvrements de coûts de combustible de 16 millions de dollars et de 61 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 (10 millions de dollars et 35 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2007). Comprend des pertes non réalisées de 3 millions de dollars et de 6 millions de dollars attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 (gains de 11 millions de dollars et de 47 millions de dollars pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 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 50 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation cumulé que TransCanada a tiré de son placement dans Bruce Power s'est accru de 7 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, comparativement à la période correspondante de 2007, et ce, surtout en raison des produits supérieurs résultant des prix réalisés plus élevés.

Comparativement au quatrième trimestre de 2007, la quote-part revenant à TransCanada de la perte d'exploitation de Bruce A a augmenté de 1 million de dollars pour atteindre 6 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008 en raison du recul des produits d'exploitation découlant de la baisse de la production par suite d'arrêts d'exploitation prévus, annulé en partie par les prix contractuels supérieurs et la baisse des frais d'exploitation.

La quote-part revenant à TransCanada du bénéfice d'exploitation de Bruce B a augmenté de 8 millions de dollars depuis le quatrième trimestre de 2007 pour atteindre 61 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008 en raison surtout des prix réalisés et de la production plus élevés au quatrième trimestre de 2008. Cette hausse des prix réalisés s'explique par les prix contractuels plus forts sur une plus grande proportion des volumes vendus à contrat au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2008 comparativement à la période correspondante de 2007.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, le bénéfice d'exploitation cumulé que TransCanada a tiré de son placement dans Bruce Power s'est chiffré à 201 millions de dollars, alors qu'il avait été de 167 millions de dollars pour la même période en 2007. Cette hausse de 34 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. Ces hausses ont été annulées en partie par la baisse de production de Bruce B, des 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 frais d'exploitation et de ceux liés au personnel en 2008 comparativement à 2007.

La quote-part revenant à TransCanada de l'électricité produite par Bruce Power pendant le quatrième trimestre de 2008 a légèrement diminué, passant de 3 204 GWh au quatrième trimestre de 2007 à 3 195 GWh au quatrième trimestre de 2008. Les réacteurs de Bruce ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 86 % au quatrième trimestre de 2008, soit un pourcentage comparable à celui du quatrième trimestre de 2007.

Le pourcentage global de capacité disponible des centrales en 2009 devrait être légèrement supérieur à 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B et environ 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Un arrêt d'exploitation d'environ six semaines pour entretien du réacteur 8 de Bruce B devrait commencer au milieu d'avril 2009 et un arrêt d'exploitation d'environ six semaines pour entretien du réacteur 6 de Bruce B devrait commencer au début d'octobre 2009. À Bruce A, un arrêt d'exploitation d'environ six semaines pour entretien du réacteur 4 devrait commencer au début de mars 2009 et un arrêt d'environ un mois pour entretien du réacteur 3 devrait s'amorcer à la mi-mars 2009.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), toute la production de Bruce A du quatrième 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 obtenu au quatrième 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 quatrième trimestre de 2008 et de 46,82 \$ le MWh au quatrième 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 31 décembre 2008, Bruce B a conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 12 460 GWh de sa production de 2009 et 7 100 GWh de celle de 2010.

Au 31 décembre 2008, Bruce A avait engagé des coûts de 2,6 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 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Installations énergétiques de l'Ouest	86 %	79 %	87 %	90 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽²⁾⁽³⁾	59 %	93 %	78 %	96 %
Bruce Power	86 %	86 %	86 %	86 %
Toutes les centrales, exclusion faite de Bruce Power	61 %	89 %	79 %	93 %
Toutes les centrales	70 %	89 %	83 %	91 %

- (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'Est comprend Carleton depuis le 22 novembre 2008, Ravenswood depuis le 26 août 2008, Anse-à-Valleau depuis le 10 novembre 2007 et Bécancour pour l'exercice 2007.
- (3) La capacité disponible des installations énergétiques de l'Est a diminué pendant le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008, et ce, en raison des arrêts d'exploitation des réacteurs 10 et 30 à Ravenswood tout au long du quatrième trimestre de 2008.

Stockage de gaz naturel

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est replié de 17 millions de dollars, passant de 57 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 à 40 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008. Ce recul s'explique surtout par la baisse des écarts pour le prix saisonnier réalisé pour le gaz naturel aux installations d'Edson comparativement à la même période de 2007. Le bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars (6 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel comparativement à des gains non réalisés nets de 15 millions de dollars (10 millions de dollars après les impôts) pour la période correspondante de 2007.

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, à 135 millions de dollars, est de 11 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour l'exercice 2007. Cette baisse découle principalement de la diminution des valeurs moyennes accordées au stockage réalisées par CrossAlta, atténuée en partie par la hausse du résultat tiré de la vente de stocks de gaz naturel exclusif à Edson en 2008. Le bénéfice d'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 reflétait des variations de néant 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, comparativement à des gains non réalisés nets de 10 millions de dollars (7 millions de dollars après les impôts) pour la période correspondante de 2007.

Le calcul du résultat comparable ne tient pas compte des gains non réalisés 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. Puisque TransCanada 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

Les charges nettes du secteur du siège social pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008 ont totalisé 86 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 17 millions de dollars inscrit pour la même période en 2007. Exclusion faite des ajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars constatés au quatrième trimestre de 2007, les charges comparables du secteur du siège social se sont accrues de 77 millions de dollars. La hausse des charges comparables est principalement attribuable aux pertes non réalisées nettes de 39 millions de dollars après les impôts découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié à l'accroissement des taux d'intérêt qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. La juste valeur de ces instruments dérivés a subi le contrecoup de la chute des taux d'intérêt à des niveaux qui n'ont jamais été aussi bas au quatrième trimestre de 2008. En outre, les charges financières élevées découlant du financement du programme d'investissement de la société en 2008, y compris l'acquisition de Ravenswood, et les pertes supérieures attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change ont été en partie annulées par la capitalisation accrue de l'intérêt sur le financement d'un programme d'investissement de plus grande envergure.

Les charges nettes du secteur du siège social pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 ont totalisé 76 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 23 millions de dollars inscrit pour la même période en 2007. Exclusion faite des ajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars et de 68 millions de dollars constatés respectivement aux quatrièmes trimestres de 2008 et de 2007, les charges comparables du secteur du siège social se sont établies à respectivement 102 millions de dollars et 45 millions de dollars. La hausse de 57 millions de dollars des charges comparables en 2008 est principalement attribuable aux pertes non réalisées nettes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés et à l'augmentation des charges financières, atténuées en partie par la capitalisation accrue des intérêts débiteurs, ainsi qu'il est commenté plus haut.

Autres faits nouveaux

Pipelines

Réseau principal au Canada

En décembre 2008, l'ONÉ a approuvé les droits provisoires pour le service de transport du réseau principal au Canada à partir du 1^{er} janvier 2009. Vers la fin du premier trimestre de 2009, TransCanada prévoit déposer auprès de l'ONÉ une demande d'approbation des droits définitifs pour 2009.

Le 4 décembre 2008, l'ONÉ a annoncé que le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires du réseau principal au Canada serait de 8,57 % pour 2009, en baisse comparativement au taux de 8,71 % en vigueur en 2008.

Réseau de l'Alberta

Le 17 décembre 2008, l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») a approuvé la demande au sujet du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2008-2009 intégralement et tel qu'elle avait été présentée. Certains coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et les impôts sur le bénéfice sont fixés par le règlement, sous réserve d'un mécanisme d'ajustement du taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et des impôts sur les bénéfices. L'AUC a également approuvé de façon définitive les tarifs provisoires de 2008 pour le réseau de l'Alberta pour la période allant du 1^{er} janvier 2008 au 31 décembre 2008.

En 2008, l'AUC a entrepris une instance sur les coûts en capital généraux afin de revoir les paramètres de la formule générale servant à déterminer le taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires et les structures du capital des services publics soumis à sa réglementation. Le 20 novembre 2008, TransCanada a déposé une demande sollicitant un taux de rendement de 11 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 % pour le réseau de l'Alberta en 2009. L'audience à ce sujet devrait commencer en mai 2009.

En juin 2008, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande sollicitant l'application de la compétence fédérale pour le réseau de l'Alberta. L'instance a pris fin le 28 novembre 2008 et la décision de l'ONÉ est attendue au premier trimestre de 2009. L'application de la compétence de l'ONÉ plutôt que celle de l'AUC permettra l'expansion du réseau de l'Alberta au delà des frontières de la province de l'Alberta.

TQM

Une audience de l'ONÉ a eu lieu en septembre et octobre 2008 sur la demande du coût du capital de TQM pour 2007 et 2008, qui sollicitait l'approbation d'un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 11 % sur un ratio de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. La décision de l'ONÉ est attendue en mars 2009. Les tarifs actuels de TQM sont fondés sur la formule de l'avoir réputé des actionnaires ordinaires de 30 % de l'ONÉ.

Réseau d'oléoducs Keystone

TransCanada a convenu de hausser sa participation en actions dans les partenariats de Keystone pour la porter de 50 % à 79,99 %. La participation en actions de ConocoPhillips sera ramenée à 20,01 %. Conformément à cet accord, TransCanada financera toutes les contributions au partenariat jusqu'à ce que les participations en actions ciblées soient atteintes. Au 31 décembre 2008, la participation en actions de TransCanada dans les partenariats de Keystone était d'environ 62 %.

États consolidés des résultats

(non vérifié) (en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Produits	2 332	2 189	8 619	8 828
Charges d'exploitation				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	881	798	3 062	3 030
Achats de produits de base revendus	415	412	1 511	1 959
Amortissement	289	291	1 189	1 179
	1 585	1 501	5 762	6 168
	747	688	2 857	2 660
Autres charges (produits)				
Charges financières	326	195	943	943
Charges financières des coentreprises	21	18	72	75
Intérêts créditeurs et autres produits	4	(28)	(92)	(152)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	-	(279)	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	41	-
Gains à la vente d'actifs	-	(16)	-	(16)
	351	169	685	850
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	396	519	2 172	1 810
Impôts sur les bénéfices				
Exigibles	47	85	526	432
Futurs	48	28	76	58
	95	113	602	490
Participations sans contrôle				
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	5	5	22	22
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	16	21	62	65
Autres	3	3	46	10
	24	29	130	97
Bénéfice net	277	377	1 440	1 223
Bénéfice net par action				
De base	0,47 \$	0,70 \$	2,53 \$	2,31 \$
Dilué	0,46 \$	0,70 \$	2,52 \$	2,30 \$
Nombre moyen d'actions en circulation – de base (en millions)	597	539	570	530
Nombre moyen d'actions en circulation – dilué (en millions)	599	542	572	532

États consolidés des flux de trésorerie

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	277	377	1 440	1 223
Amortissement	289	291	1 189	1 179
Impôts futurs	48	28	76	58
Participations sans contrôle	24	29	130	97
Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges	(6)	25	17	43
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	41	-
Gain à la vente d'actifs, déduction faite des impôts exigibles	-	(14)	-	(14)
Autres	80	5	128	35
	712	741	3 021	2 621
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(197)	(46)	(181)	215
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	515	695	2 840	2 836
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 235)	(595)	(3 134)	(1 651)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(171)	(1)	(3 229)	(4 223)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles	7	35	28	35
Montants reportés et autres	(325)	(81)	(168)	(340)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 724)	(642)	(6 503)	(6 179)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires	(167)	(129)	(577)	(546)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(31)	(20)	(141)	(88)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	827	(600)	1 293	(46)
Dette à long terme émise, déduction faite des coûts d'émission	-	1 162	2 197	2 616
Réduction de la dette à long terme	(52)	(229)	(840)	(1 088)
Dette à long terme émise par des coentreprises	16	20	173	142
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(19)	(18)	(120)	(157)
Actions ordinaires émises, déduction faite des coûts d'émission	1 132	14	2 384	1 711
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des coûts d'émission	-	-	-	1 094
Titres privilégiés rachetés	-	-	-	(488)
Parts de société en nom collectif émises par une filiale	-	-	-	348
Rentrées nettes liées aux activités de financement	1 706	200	4 369	3 498
Incidence des modifications du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	59	(4)	98	(50)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	556	249	804	105
Trésorerie et équivalents de trésorerie Au début de la période	752	255	504	399
Trésorerie et équivalents de trésorerie À la fin de la période	1 308	504	1 308	504

Bilans consolidés

(non vérifié)
(en millions de dollars)31 décembre
200831 décembre
2007**ACTIF****Actif à court terme**

Trésorerie et équivalents de trésorerie

1 308

504

Débiteurs

1 280

1 116

Stocks

489

497

Autres

523

188

3 600

2 305

Immobilisations corporelles

29 189

23 452

Écart d'acquisition

4 397

2 633

Autres actifs

2 228

1 940

39 414

30 330

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

Billets à payer

1 702

421

Créditeurs et charges à payer

1 876

1 767

Intérêts courus

359

261

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

786

556

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

207

30

4 930

3 035

Montants reportés

1 719

1 107

Impôts futurs

1 223

1 179

Dette à long terme

15 368

12 377

Dette à long terme des coentreprises

869

873

Billets subordonnés de rang inférieur

1 213

975

25 322

19 546

Participations sans contrôle

Participation sans contrôle dans PipeLines LP

721

539

Actions privilégiées d'une filiale

389

389

Autres

84

71

1 194

999

Capitaux propres

12 898

9 785

39 414

30 330

États consolidés du résultat étendu

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	277	377	1 440	1 223
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⁾	425	(8)	571	(350)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(486)	2	(589)	79
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(100)	38	(60)	42
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⁾	1	6	(23)	42
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers disponibles à la vente ⁽⁵⁾	2	-	2	-
Autres éléments du résultat étendu de la période	(158)	38	(99)	(187)
Résultat étendu	119	415	1 341	1 036

- (1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 61 millions de dollars et de 104 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 (charge fiscale de respectivement 6 millions de dollars et 101 millions de dollars en 2007).
- (2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 253 millions de dollars et de 303 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 (charge fiscale de respectivement 1 million de dollars et 41 millions de dollars en 2007).
- (3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 65 millions de dollars et de 41 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 (charge fiscale de respectivement 24 millions de dollars et 27 millions de dollars en 2007).
- (4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 1 million de dollars et de 19 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 (charge fiscale de respectivement 4 millions de dollars et 23 millions de dollars en 2007).
- (5) Déduction faite d'une charge fiscale de néant pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008.

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 2006	(90)	-	(90)
Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers ⁽¹⁾	-	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	(350)	-	(350)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽³⁾	79	-	79
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽⁴⁾	-	42	42
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 ⁽⁵⁾	-	42	42
Solde au 31 décembre 2007	(361)	(12)	(373)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	571	-	571
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des placements dans des établissements étrangers ⁽³⁾	(589)	-	(589)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽⁴⁾	-	(60)	(60)
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 ⁽⁵⁾⁽⁶⁾	-	(23)	(23)
Variation des gains et des pertes sur les instruments financiers disponibles à la vente ⁽⁷⁾	-	2	2
Solde au 31 décembre 2008	(379)	(93)	(472)

(1) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 44 millions de dollars.

(2) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (charge fiscale de 101 millions de dollars en 2007).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 303 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (charge fiscale de 41 millions de dollars en 2007).

(4) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 41 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (charge fiscale de 27 millions de dollars en 2007).

(5) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (charge fiscale de 23 millions de dollars en 2007).

(6) Le montant des pertes liées 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 62 millions de dollars (pertes de 41 millions de dollars après les impôts). Ces estimations sont fondées sur des prix des produits de base, 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.

(7) Déduction faite d'une charge fiscale de néant.

États consolidés des capitaux propres

(non vérifié) (en millions de dollars)	Exercices terminés les 31 décembre	
	2008	2007
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	6 662	4 794
Produit de l'émission d'actions dans le cadre d'un appel public à l'épargne, déduction faite des coûts d'émission	2 363	1 683
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	218	157
Produit de l'émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	21	28
Solde à la fin de la période	<u>9 264</u>	<u>6 662</u>
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	276	273
Émission d'options sur actions	3	3
Solde à la fin de la période	<u>279</u>	<u>276</u>
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	3 220	2 724
Bénéfice net	1 440	1 223
Dividendes sur les actions ordinaires	(833)	(731)
Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers	-	4
Solde à la fin de la période	<u>3 827</u>	<u>3 220</u>
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(373)	(90)
Autres éléments du résultat étendu	(99)	(187)
Ajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers	-	(96)
Solde à la fin de la période	<u>(472)</u>	<u>(373)</u>
	<u>3 355</u>	<u>2 847</u>
Total des capitaux propres	<u>12 898</u>	<u>9 785</u>

Informations sectorielles

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
Trimestres terminés les 31 décembre (non vérifié - en millions de dollars)	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Produits	1 233	1 212	1 099	977	-	-	2 332	2 189
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(477)	(448)	(402)	(348)	(2)	(2)	(881)	(798)
Achats de produits de base revendus	-	(1)	(415)	(411)	-	-	(415)	(412)
Amortissement	(224)	(252)	(65)	(39)	-	-	(289)	(291)
	532	511	217	179	(2)	(2)	747	688
Charges financières et participations sans contrôle	(200)	(165)	-	-	(150)	(59)	(350)	(224)
Charges financières des coentreprises	(15)	(12)	(6)	(6)	-	-	(21)	(18)
Intérêts créditeurs et autres produits	13	7	3	2	(20)	19	(4)	28
Gains à la vente d'actifs	-	-	-	16	-	-	-	16
Impôts sur les bénéfiques	(120)	(139)	(61)	(33)	86	59	(95)	(113)
Bénéfice net	210	202	153	158	(86)	17	277	377

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
Exercices terminés les 31 décembre (non vérifié - en millions de dollars)	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007
Produits	4 650	4 712	3 969	4 116	-	-	8 619	8 828
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 732)	(1 670)	(1 326)	(1 353)	(4)	(7)	(3 062)	(3 030)
Achats de produits de base revendus	-	(72)	(1 511)	(1 887)	-	-	(1 511)	(1 959)
Amortissement	(989)	(1 021)	(200)	(158)	-	-	(1 189)	(1 179)
	1 929	1 949	932	718	(4)	(7)	2 857	2 660
Charges financières et participations sans contrôle	(782)	(793)	-	1	(291)	(248)	(1 073)	(1 040)
Charges financières des coentreprises	(49)	(52)	(23)	(23)	-	-	(72)	(75)
Intérêts créditeurs et autres produits	73	52	6	10	13	90	92	152
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	279	-	-	-	-	-	279	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	(41)	-	-	-	(41)	-
Gains à la vente d'actifs	-	-	-	16	-	-	-	16
Impôts sur les bénéfiques	(548)	(470)	(260)	(208)	206	188	(602)	(490)
Bénéfice net	902	686	614	514	(76)	23	1 440	1 223

Téléconférence – présentation audio et diaporama

TransCanada tiendra aujourd'hui une téléconférence à 13 h (heure des Rocheuses) / 15 h (heure de l'Est), pour discuter des résultats financiers du quatrième trimestre de 2008 ainsi que des faits nouveaux et des questions générales concernant la société. Les analystes, journalistes et autres intéressés désireux de participer à cette téléconférence doivent composer le 866-225-6564 ou le 416-641-6136 (région de Toronto) au moins dix minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La conférence et le diaporama seront également transmis en direct sur le site Web de TransCanada à www.transcanada.com.

La conférence débutera par de brefs commentaires des membres de la haute direction de TransCanada, suivis d'une période de questions et réponses à l'intention des analystes. Une période de questions et réponses à l'intention des médias suivra immédiatement.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit, heure de l'Est, le 10 février 2009; il suffira de composer le 800-408-3053 ou le 416-695-5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3280776#. La téléconférence sera archivée pour retransmission sur le Web à www.transcanada.com.

Forte d'une expérience de plus de 50 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des centrales électriques, des installations de stockage de gaz et des projets liés à des oléoducs et à des installations de GNL. Le réseau de pipelines détenus en propriété exclusive de TransCanada s'étend sur plus de 59 000 kilomètres (36 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes avec une capacité de stockage d'environ 370 Gpi³. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 10 900 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP.

Remarque : Tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

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

Relations avec les investisseurs, au 800-361-361-6522 (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 au 403-920-7859 ou au 800-608-7859.

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