

# Communiqué

## **TransCanada déclare un bénéfice net de 1,4 milliard de dollars en 2009 Dividende sur les actions ordinaires majoré de 5 %**

CALGARY, Alberta – **Le 23 février 2010** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du quatrième trimestre de 2009 s'établit à 381 millions de dollars (0,56 \$ par action). Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1,4 milliard de dollars (2,11 \$ par action). Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action ordinaire. Le nouveau dividende trimestriel correspond à un dividende annualisé de 1,60 \$ par action ordinaire, soit une majoration de 5 %.

« Nos résultats financiers en 2009 témoignent de notre capacité de produire un résultat et des flux de trésorerie appréciables grâce à notre portefeuille diversifié d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, a affirmé Hal Kvisle, président et chef de la direction de TransCanada. Nous prévoyons que notre programme d'investissement de 22 milliards de dollars se traduira par une croissance appréciable des flux de trésorerie et des résultats alors qu'un certain nombre de projets intéressants à faibles risques seront mis en service au cours des cinq prochaines années. Ces résultats ont permis au conseil d'administration de majorer le dividende sur les actions ordinaires de la société pour le dixième exercice consécutif. »

M. Kvisle a fait remarquer que TransCanada a continué, en 2009, à faire des progrès marqués dans le cadre d'un certain nombre de grands projets tout en conservant un solide bilan.

« Nous avons investi près de 10 milliards de dollars dans des projets pluriannuels d'envergure, notamment le réseau d'oléoducs Keystone, l'expansion du couloir centre-nord du réseau de l'Alberta, le projet de remise à neuf et en état de Bruce Power et l'aménagement de trois grandes centrales électriques alimentées au gaz naturel, a fait remarquer M. Kvisle. Chacun de ces projets, une fois mis en exploitation, devrait produire des résultats et des flux de trésorerie appréciables à long terme.

« TransCanada est bien placée pour financer le reste de ce programme d'investissement sans précédent, a ajouté M. Kvisle. Bien que les coûts de détention et la dilution liés à notre stratégie de financement prudente pour ce programme pluriannuel influenceront sur le résultat et les flux de trésorerie par action à court terme, nos flux de trésorerie croissants générés en interne et notre solide bilan nous confèrent une souplesse financière pour l'avenir. »

### **Points saillants des résultats du quatrième trimestre et de l'exercice 2009**

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

- Quatrième trimestre
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 381 millions de dollars (0,56 \$ par action)
  - Résultat comparable de 328 millions de dollars (0,48 \$ par action)
  - BAIIA comparable de 965 millions de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation de 850 millions de dollars

- Exercice terminé le 31 décembre
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,4 milliard de dollars (2,11 \$ par action)
  - Résultat comparable de 1,3 milliard de dollars (2,03 \$ par action)
  - BAIIA comparable de 4,1 milliards de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation totalisant 3,1 milliards de dollars
- Fonds de 6,3 milliards de dollars engagés dans le cadre du programme d'investissement sans précédent de 22 milliards de dollars

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2009 s'est élevé à 328 millions de dollars (0,48 \$ par action) comparativement à 271 millions de dollars (0,46 \$ par action) au quatrième trimestre de 2008. L'accroissement provient principalement de la hausse du résultat des installations de stockage de gaz naturel, des prix plus forts réalisés pour l'électricité à Bruce B, du résultat supplémentaire de Portlands Energy Centre, entré en service en avril 2009, et des moindres intérêts débiteurs en raison de la capitalisation de l'intérêt lié au vaste programme de croissance du capital de la société. Ces augmentations ont été annulées en partie par les prix réalisés inférieurs pour l'électricité des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques aux États-Unis ainsi que les coûts liés à l'expansion des affaires dans le cadre du projet de gazoduc de l'Alaska. Le résultat par action a subi le contrecoup de l'effet de dilution, au quatrième trimestre de 2009, d'une augmentation de 14 % du nombre moyen d'actions ordinaires en circulation à la suite de l'émission de 58,4 millions d'actions ordinaires au deuxième trimestre de 2009 et de 35,1 millions d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2008. Le produit de ces émissions a servi à financer en partie des projets de croissance du capital, notamment l'acquisition du reste de la participation dans Keystone, à diverses fins générales de la société et au remboursement d'emprunts à court terme. Le programme d'investissement de 22 milliards de dollars de la société devrait produire, au cours des cinq prochaines années, des flux de trésorerie et un résultat appréciables au fur et à mesure de l'entrée en exploitation des projets.

Le résultat comparable de l'exercice terminé le 31 décembre 2009 s'est chiffré à 1,325 milliard de dollars (2,03 \$ par action), soit 46 millions de dollars de plus que le chiffre de 1,279 milliard de dollars (2,25 \$ par action) inscrit en 2008. La progression du résultat comparable provient principalement du résultat supérieur du réseau de l'Alberta, de la mise en exploitation de Portlands Energy Centre et du parc éolien de Carleton ainsi que des prix réalisés supérieurs pour l'électricité à Bruce Power. Ces hausses ont subi le contrecoup des prix réalisés inférieurs pour l'électricité compte tenu des volumes des ventes inférieurs sur le marché de l'électricité en Alberta et en Nouvelle-Angleterre. En 2009, le résultat par action a été érodé par l'effet de dilution découlant de la hausse du nombre moyen d'actions ordinaires en circulation à la suite de l'émission de 58,4 millions d'actions ordinaires, de 35,1 millions d'actions ordinaires et de 34,7 millions d'actions ordinaires de la société respectivement au deuxième trimestre de 2009, au quatrième trimestre de 2008 et au deuxième trimestre de 2008. Le produit de ces émissions a servi à financer en partie des acquisitions et des projets d'investissement, à des fins générales et au remboursement d'emprunts à court terme.

Certains des faits marquants survenus récemment au sein des secteurs des pipelines, de l'énergie et du siège social sont signalés ci-après.

## Pipelines

- La mise en service de la première phase du réseau d'oléoducs Keystone (« Keystone ») a commencé vers la fin de 2009. Ce pipeline, qui s'étend depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois, a une capacité nominale initiale de 435 000 barils par jour (« b/j ») et sa mise en exploitation commerciale est prévue pour le milieu de 2010.

En septembre 2009, l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a tenu une audience au sujet des nouvelles installations canadiennes requises dans le cadre de l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. La décision de l'ONÉ, attendue au premier trimestre de 2010, aurait pour effet d'approuver le certificat visant la construction et l'exploitation des installations, sous réserve de l'agrément

de la gouverneure en conseil, ainsi que la méthode de tarification proposée. Les permis visant les installations du projet qui sont situées aux États-Unis sont attendus d'ici le quatrième trimestre de 2010. La construction des installations pour l'agrandissement devrait s'amorcer au premier trimestre de 2011, une fois obtenues les approbations réglementaires requises.

TransCanada s'attend à ce que Keystone commence à produire, en 2010, un BAIIA qui s'accroîtra en 2011, en 2012 et en 2013 avec l'entrée en service des étapes subséquentes du projet. Les volumes contractuels de 217 500 b/j devraient augmenter pour atteindre 910 000 b/j entre 2010 et 2013 sous l'impulsion de la mise en exploitation des phases de Cushing et de la côte du golfe du Mexique du projet. Compte tenu de ces engagements à long terme, TransCanada prévoit être en mesure de dégager de Keystone un BAIIA de quelque 1,2 milliard de dollars US en 2013, soit dès sa première année complète d'exploitation commerciale au service des marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Si les volumes étaient portés à 1,1 million de b/j, capacité commerciale totale du réseau, TransCanada dégagerait de Keystone un BAIIA annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. À l'avenir, la capacité de Keystone pourrait, sur un plan économique, être portée de 1,1 million de b/j à 1,5 million de b/j afin de répondre à toute demande supplémentaire des marchés.

- TransCanada et ExxonMobil ont continué à faire progresser le projet de gazoduc de l'Alaska en déposant un plan d'appel de soumissions auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis au premier trimestre de 2010. Ce plan a été déposé afin d'obtenir les approbations nécessaires à la tenue d'un premier appel de soumissions pour la mise en valeur des vastes ressources de gaz naturel en Alaska. Si la FERC approuve le plan, l'appel de soumissions dans le cadre du projet commencera en avril 2010.
- TransCanada et les autres parties au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« 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 processus de réglementation a franchi un jalon marquant à la fin de décembre 2009, avec la publication du rapport du comité d'examen conjoint sur les facteurs environnementaux et socio-économiques liés au projet. Ce rapport a été soumis à l'examen de l'ONÉ en vue de l'approbation du projet, qui devrait se terminer en avril 2010 à la suite de l'audition des plaidoiries finales. À l'heure actuelle, la décision de l'ONÉ est attendue au quatrième trimestre de 2010.
- En novembre 2009 s'est terminé le processus d'audience publique de l'ONÉ sur la demande de TransCanada concernant la construction et l'exploitation du gazoduc Groundbirch, d'une longueur de 77 kilomètres (« km ») (48 milles), et des installations connexes. Le gazoduc Groundbirch, une fois approuvé, consistera en un prolongement du réseau de l'Alberta, et il acheminera du gaz naturel provenant principalement de la formation schisteuse de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, jusqu'à des installations existantes dans le nord-ouest de l'Alberta. Les travaux de construction du gazoduc commenceraient en juillet 2010 pour s'achever en novembre 2010. La décision de l'ONÉ est attendue au premier trimestre de 2010. Le coût du projet est évalué à près de 200 millions de dollars avec des contrats de transport garanti qui atteindront 1,1 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j ») d'ici 2014.
- À la suite des nouveaux volumes contractuels annoncés récemment par une installation de traitement de gaz qui sera située dans la région de Horn River, en Colombie-Britannique, le volume total des engagements contractuels pris à l'égard du projet de Horn River du réseau de l'Alberta s'est accru pour passer de 378 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j ») à 503 Mpi<sup>3</sup>/j d'ici 2014. Le projet de Horn River reliera les nouveaux approvisionnements de gaz de schiste de la région d'aménagement de Horn River du réseau de l'Alberta. Dans le cadre du projet de Horn River, en novembre 2009, TransCanada a conclu une entente pour acquérir le pipeline Ekwan auprès d'EnCana Corporation. Cette acquisition devrait être conclue en septembre 2011. En février 2010, TransCanada a déposé devant l'ONÉ une demande d'approbation visant la construction et l'exploitation du projet de Horn River, y compris l'acquisition du pipeline Ekwan. La société prévoit que le projet de Horn River sera mis en service au deuxième trimestre de 2012, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises.

- TransCanada a poursuivi les travaux visant le tronçon Red Earth, de 160 km (99 milles), tronçon faisant partie du projet d'expansion du couloir centre-nord du réseau de l'Alberta, dont l'achèvement est prévu pour avril 2010. Le tronçon North Star, de 140 km (87 milles) est achevé et deux motocompresseurs de 13 mégawatts (« MW ») à la station de compression de Meikle River sont entrés en exploitation respectivement le 15 mai et le 21 août 2009.
- Les approbations réglementaires ont été obtenues en décembre 2009 pour le projet de gazoduc de Guadalajara, au Mexique. Le coût du gazoduc d'une longueur d'environ 305 km (190 milles) est évalué à 320 millions de dollars US. La construction est en cours et la mise en service devrait avoir lieu au premier trimestre de 2011.
- TransCanada s'attend de recevoir, en mars 2010, l'approbation de la FERC pour le projet de pipeline Bison, un gazoduc proposé de 487 km (303 milles). Une fois l'approbation obtenue, TransCanada entreprendra les travaux de construction en mai 2010. Le projet, dont la mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2010, bénéficie d'engagements de transport à l'égard d'environ 407 Mpi<sup>3</sup>/j. Selon les estimations, le coût en capital du projet est évalué à 600 millions de dollars US.
- Pendant l'exercice 2009, TransCanada a négocié le règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta, ce qui a donné lieu à une nouvelle conception du tarif pour le réseau et les expansions prévues. La nouvelle conception tarifaire tient compte de la nature évolutive du réseau de l'Alberta ainsi que de l'intégration commerciale et opérationnelle du réseau d'ATCO Pipelines. Les services du réseau de l'Alberta devraient s'en trouver améliorés du fait qu'ils seront plus uniformes et plus souples pour les clients. Le 27 novembre 2009, TransCanada a déposé auprès de l'ONÉ une demande unique concernant à la fois l'approbation du règlement visant la conception tarifaire du réseau de l'Alberta et l'intégration commerciale et opérationnelle de celui-ci au réseau d'ATCO Pipelines en Alberta. La décision définitive de l'ONÉ est attendue vers le milieu de 2010 et la mise en œuvre devrait avoir lieu au cours des 12 mois suivant l'approbation.

## Énergie

- En octobre 2009, TransCanada a mis en service la première phase du projet éolien Kibby. Cette installation compte 22 éoliennes ayant la capacité de produire 66 MW d'électricité. Les travaux de construction se poursuivent dans le cadre de la deuxième phase du projet, qui prévoit une capacité de production de 66 MW et l'installation de 22 autres éoliennes. La deuxième phase du projet devrait entrer en exploitation au troisième trimestre de 2010.
- Les travaux de construction se sont également poursuivis dans le respect du calendrier à la centrale électrique de Halton Hills, d'une puissance de 683 MW, en Ontario et à la centrale électrique de Coolidge, d'une puissance de 575 MW, en Arizona et la mise en service des installations est prévue pour respectivement le troisième trimestre de 2010 et le deuxième trimestre de 2011.
- Les travaux de débroussaillage pour le parc éolien de 58 MW de Montagne-Sèche se sont terminés au quatrième trimestre de 2009. Ce projet et la première phase du projet de Gros-Morne devraient être en exploitation en 2011. La deuxième phase du projet de Gros-Morne devrait être en exploitation en 2012. Il s'agit des quatrième et cinquième parcs éoliens de Cartier énergie éolienne, qui appartient à 62 % à TransCanada.
- Les travaux de construction se poursuivent dans le cadre de la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A alors que l'accent est mis sur le réassemblage des réacteurs et d'autres activités connexes. Au 31 décembre 2009, Bruce A avait engagé quelque 3,2 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en service de ces réacteurs, et environ 0,2 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4. TransCanada croit que sa part du coût en capital total pour l'achèvement du programme de remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 sera d'environ 2 milliards de dollars. Pour la plupart, les travaux très techniques et à haut risque de ce projet ont désormais été effectués ou devraient l'être sous peu. Même si

une partie importante du travail demeure à venir, il s'agira surtout de tâches liées à la construction de centrales classiques. Un plan d'optimisation du projet mis en œuvre par Bruce Power à l'exercice précédent porte ses fruits au chapitre de l'amélioration de la productivité. TransCanada s'attend à un redémarrage du réacteur 2 vers le milieu de 2011, suivi de celui du réacteur 1 environ quatre mois plus tard.

Le projet de Bruce Power visant à prolonger davantage la durée d'exploitation des réacteurs 3 et 4 continue de cheminer. Il est maintenant prévu que le réacteur 4 fonctionnera toujours après 2018 et des plans ont été mis de l'avant en vue de la mise en œuvre d'un programme d'entretien exhaustif qui, s'il devait être adopté et approuvé par la Commission canadienne de sûreté nucléaire, ferait en sorte que la durée de vie utile du réacteur 3 serait prolongée dans une semblable mesure.

- Les appels de soumissions de TransCanada à l'égard de la capacité des projets des éventuelles lignes de transport d'électricité Zephyr et Chinook se sont terminés en décembre 2009. Un examen exhaustif des offres présentées sera mené. Chacun des projets serait en mesure de transporter en majeure partie de l'énergie renouvelable (éolienne) jusqu'au Nevada à partir du Wyoming (Zephyr) et du Montana (Chinook).

### **Siège social**

- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2010, un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action ordinaire en circulation de TransCanada, soit une majoration de 5 %.
- TransCanada est bien placée pour financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie croissants qu'elle génère en interne, à son régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions et à son accès continu aux marchés financiers. TransCanada continue d'étudier les occasions de gestion de portefeuille, notamment une participation régulière avec TC PipeLines, LP dans le cadre de son programme d'investissement.

### **Téléconférence – présentation audio et diaporama**

TransCanada tiendra une téléconférence et une webémission pour discuter de ses résultats financiers du quatrième trimestre de 2009. Hal Kvisle, président et chef de la direction de TransCanada, et Greg Lohnes, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société, notamment son programme d'investissement de 22 milliards de dollars, avant de répondre aux questions des analystes et des journalistes.

#### **Événement :**

Téléconférence et webémission sur les résultats financiers de TransCanada au quatrième trimestre de 2009.

#### **Date :**

Le mardi 23 février 2010

#### **Heure :**

13 h, heure normale des Rocheuses (« HNR ») / 15 h, heure normale de l'Est (« HNE »)

#### **Pour participer :**

Pour participer à la téléconférence, prière de composer le 1.866.223.7781 ou le 416.340.8018 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera également transmise en direct sur le site Web de TransCanada ([www.transcanada.com](http://www.transcanada.com)).

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HNE), le 2 mars 2010; il suffira de composer le 1.800.408.3053 ou le 416.695.5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 6338765#. La webémission sera archivée pour retransmission à [www.transcanada.com](http://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 oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Son réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive s'étend sur plus de 60 000 kilomètres (37 000 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement gazier en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes du continent avec une capacité de stockage d'environ 380 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 11 700 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage l'un des plus importants réseau de transport de pétrole en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour un complément d'information, prière de consulter : [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com)

Renseignements aux médias :	Cecily Dobson/Terry Cunha	403.920.7859 1.800.608.7859
Renseignements aux analystes :	David Moneta/Myles Dougan/Terry Hook	403.920.7911 1.800.361.6522

## Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre de 2009

### Résultats d'exploitation

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Produits</b>	<b>2 206</b>	2 332	<b>8 966</b>	8 619
<b>BAIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>965</b>	1 044	<b>4 107</b>	4 125
<b>BAII comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>622</b>	740	<b>2 730</b>	2 878
<b>BAII<sup>(1)</sup></b>	<b>658</b>	747	<b>2 760</b>	3 133
<b>Bénéfice net</b>	<b>387</b>	277	<b>1 380</b>	1 440
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>381</b>	277	<b>1 374</b>	1 440
<b>Résultat comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>328</b>	271	<b>1 325</b>	1 279
<b>Flux de trésorerie</b>				
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup> (Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	<b>850</b> <b>(217)</b>	712 (150)	<b>3 080</b> <b>(90)</b>	3 021 135
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	<b>633</b>	562	<b>2 990</b>	3 156
<b>Dépenses en immobilisations</b>	<b>1 474</b>	1 235	<b>5 417</b>	3 134
<b>Acquisitions, déduction faite de l'encaisse acquise</b>	<b>-</b>	171	<b>902</b>	3 229

### Données sur les actions ordinaires

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Bénéfice net par action - de base</b>	<b>0,56 \$</b>	0,47 \$	<b>2,11 \$</b>	2,53 \$
<b>Résultat comparable par action<sup>(1)</sup></b>	<b>0,48 \$</b>	0,46 \$	<b>2,03 \$</b>	2,25 \$
<b>Dividendes déclarés par action</b>	<b>0,38 \$</b>	0,36 \$	<b>1,52 \$</b>	1,44 \$
<b>Actions ordinaires en circulation (en millions)</b>				
Moyenne de la période	<b>683</b>	597	<b>652</b>	570
Fin de la période	<b>684</b>	616	<b>684</b>	616

<sup>(1)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable, le BAII comparable, le BAII, le résultat comparable, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action.

## **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 porteurs de titres 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 anticipées de TransCanada et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, des stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers, 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 événements ou les résultats 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 paiements de capacité, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de 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 (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent communiqué ou autrement, et il 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 », « bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement » (« BAIIA »), « BAIIA comparable », « bénéfice avant les intérêts et les impôts » (« BAI »), « BAI comparable » et « fonds provenant de l'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures définies prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TransCanada a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être mieux à même de comparer les résultats



financiers d'une période de référence à l'autre et de comprendre les données sur le rendement d'exploitation, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TransCanada, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

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

La direction utilise les mesures « résultat comparable », « BAIIA comparable » et « BAII comparable » pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAII comparable comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA et le BAII ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable, du BAIIA comparable et du BAII comparable, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur le bénéfice, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites ainsi que certains ajustements de la juste valeur. Le tableau figurant sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent communiqué fait état du rapprochement entre, d'une part, le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAII comparable et, d'autre part, le bénéfice net et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires. Le résultat comparable par action est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires 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 provenant de l'exploitation est présenté dans le tableau « Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre de 2009 » figurant dans le présent communiqué.

## Résultats d'exploitation consolidés

### Rapprochement du résultat comparable, du BIIA comparable, du BII comparable et du BII avec le bénéfice net

Trimestres terminés les 31 décembre  
(non vérifié) (en millions de  
dollars, sauf les montants par  
action)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>BIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>745</b>	780	<b>248</b>	297	<b>(28)</b>	(33)	<b>965</b>	1,044
Amortissement	(257)	(224)	(86)	(80)	-	-	(343)	(304)
<b>BII comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>488</b>	556	<b>162</b>	217	<b>(28)</b>	(33)	<b>622</b>	740
Postes particuliers :								
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP	29	-	-	-	-	-	29	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	-	-	7	7	-	-	7	7
<b>BII<sup>(1)</sup></b>	<b>517</b>	556	<b>169</b>	224	<b>(28)</b>	(33)	<b>658</b>	747
Intérêts débiteurs							(184)	(326)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(17)	(21)
Intérêts créditeurs et autres produits							22	(4)
Impôts sur les bénéfices							(67)	(95)
Participations sans contrôle							(25)	(24)
<b>Bénéfice net</b>							<b>387</b>	277
Dividendes sur les actions privilégiées							(6)	-
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>381</b>	277
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :								
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP							(18)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme							(5)	(6)
Ajustements d'impôts							(30)	-
<b>Résultat comparable<sup>(1)</sup></b>							<b>328</b>	271
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>								
- de base <sup>(2)</sup>							<b>0,56 \$</b>	0,47 \$
- dilué							<b>0,56 \$</b>	0,46 \$

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BIIA comparable, le BII comparable, le BII, le résultat comparable et le résultat comparable par action.

(2) Trimestres terminés les 31 décembre  
(non vérifié)

	2009	2008
<b>Bénéfice net par action</b>	<b>0,56 \$</b>	0,47 \$
Postes particuliers – par action (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP	(0,03)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	(0,01)	(0,01)
Ajustements d'impôts	(0,04)	-
<b>Résultat comparable par action<sup>(1)</sup></b>	<b>0,48 \$</b>	0,46 \$

Exercices terminés les 31 décembre  
(non vérifié) (en millions de  
dollars, sauf les montants  
par action)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
<b>BAlIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>3 093</b>	3 019	<b>1 131</b>	1 210	<b>(117)</b>	(104)	<b>4 107</b>	4 125
Amortissement	(1 030)	(989)	(347)	(258)	-	-	(1 377)	(1 247)
<b>BAlI comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>2 063</b>	2 030	<b>784</b>	952	<b>(117)</b>	(104)	<b>2 730</b>	2 878
Postes particuliers :								
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP	29	-	-	-	-	-	29	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	-	-	1	-	-	-	1	-
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	279	-	-	-	-	-	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	17	-	-	-	-	-	17
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)	-	-	-	(41)
<b>BAlI<sup>(1)</sup></b>	<b>2 092</b>	2 326	<b>785</b>	911	<b>(117)</b>	(104)	<b>2 760</b>	3 133
Intérêts débiteurs							(954)	(943)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(64)	(72)
Intérêts créditeurs et autres produits							121	54
Impôts sur les bénéfices							(387)	(602)
Participations sans contrôle							(96)	(130)
<b>Bénéfice net</b>							<b>1 380</b>	1 440
Dividendes sur les actions privilégiées							(6)	-
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>1 374</b>	1 440
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :								
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP							(18)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme							(1)	-
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
Ajustements d'impôts							(30)	(26)
<b>Résultat comparable<sup>(1)</sup></b>							<b>1 325</b>	1 279
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>								
- de base <sup>(2)</sup>							2,11 \$	2,53 \$
- dilué							2,11 \$	2,52 \$

(1) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAlIA comparable, le BAlI comparable, le BAlI, le résultat comparable et le résultat comparable par action.

(2) Exercices terminés les 31 décembre  
(non vérifié)

	2009	2008
<b>Bénéfice net par action</b>	<b>2,11 \$</b>	2,53 \$
Postes particuliers – par action (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP	<b>(0,03)</b>	-
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
Ajustements d'impôts	<b>(0,05)</b>	(0,04)
<b>Résultat comparable par action<sup>(1)</sup></b>	<b>2,03 \$</b>	2,25 \$

Au quatrième trimestre de 2009, le bénéfice net de TransCanada s'est chiffré à 387 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 381 millions de dollars (0,56 \$ par action), comparativement au chiffre de 277 millions de dollars (0,47 \$ par action) inscrit au quatrième trimestre de 2008. L'accroissement de 104 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte de ce qui suit :

- le recul du BAI du secteur des pipelines, qui s'explique avant tout par l'incidence négative du fléchissement du dollar US sur les activités aux États-Unis et les coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska; ces pertes ont été en partie annulées par le gain de dilution de 18 millions de dollars après les impôts (29 millions de dollars avant les impôts) attribuable à la participation réduite de TransCanada dans PipeLines LP après l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne;
- le BAI moindre du secteur de l'énergie en raison surtout du déclin des prix de l'électricité pour les installations énergétiques de l'Ouest et les installations énergétiques des États-Unis ainsi que de l'incidence du fléchissement du dollar US sur les activités aux États-Unis du secteur de l'énergie, annulé en partie par la contribution accrue de l'entreprise de stockage de gaz naturel compte tenu de la hausse des revenus de stockage de tiers et du résultat supérieur découlant de la mise en exploitation de Portlands Energy;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à l'accroissement des intérêts capitalisés, à la réduction des pertes découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de la société relativement aux fluctuations des taux d'intérêt et à l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar US; ces réductions ont été en partie annulées par l'augmentation des intérêts débiteurs liés aux émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2009;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres produits sous l'incidence positive du fléchissement du dollar US sur les soldes du fonds de roulement et les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change;
- le recul de la charge fiscale découlant d'ajustements d'impôts favorables au quatrième trimestre de 2009, notamment 30 millions de dollars en raison de réductions des taux d'imposition des sociétés dans la province de l'Ontario, annulé en partie par la hausse du bénéfice avant les impôts.

La progression du bénéfice par action, au quatrième trimestre de 2009, a été partiellement annulée par la hausse de 14 % du nombre moyen d'actions ordinaires en circulation pendant cette période comparativement au quatrième trimestre de 2008 à la suite de l'émission, par la société, de 58,4 millions d'actions ordinaires et de 35,1 millions d'actions ordinaires respectivement au deuxième trimestre de 2009 et au quatrième trimestre de 2008.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2009 a progressé de 57 millions de dollars (0,02 \$ par action) pour atteindre 328 millions de dollars (0,48 \$ par action), alors qu'il avait été de 271 millions de dollars (0,46 \$ par action) pour la période correspondante de 2008. Il ne tient pas compte de gains de dilution de 18 millions de dollars après les impôts découlant de la participation réduite dans PipeLines LP et de l'incidence favorable d'ajustements d'impôts de 30 millions de dollars. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2009 et de 2008 ne tient pas compte non plus de gains non réalisés de 5 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) et de 6 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) découlant respectivement 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.

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations du dollar US sur le BAII des entreprises de pipelines et d'énergie aux États-Unis est en grande partie annulée par les répercussions sur les intérêts débiteurs en dollars US. L'exposition nette qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2009, le taux de change moyen par rapport au dollar US s'est chiffré à respectivement 1,06 et 1,14 (respectivement -1,21 et 1,07 en 2008).

En 2009, le bénéfice net et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires se sont établis à respectivement à 1 380 millions de dollars et 1 374 millions de dollars (2,11 \$ par action), comparativement au bénéfice net de 1 440 millions de dollars (2,53 \$ par action) réalisé en 2008. En 2009, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires comprenait des ajustements d'impôts sur les bénéfices favorables de 30 millions de dollars et un gain de dilution après les impôts de 18 millions de dollars découlant de la participation réduite de TransCanada dans PipeLines LP. En 2008, le bénéfice net comprenait des gains 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, le produit de 10 millions de dollars après les impôts touché par GTN à l'issue du règlement d'une action en justice et la radiation de 27 millions de dollars après les impôts de coûts antérieurement capitalisés dans le cadre du projet de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Broadwater. Le bénéfice net en 2008 comprenait également des ajustements favorables d'impôts sur les bénéfices de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes.

À l'exclusion des éléments mentionnés ci-dessus, le résultat comparable pour 2009 a été de 1 325 millions de dollars (2,03 \$ par action) comparativement à 1 279 millions de dollars (2,25 \$ par action) en 2008. En 2009, le résultat comparable s'est accru de 46 millions de dollars (diminution de 0,22 \$ par action) par rapport à 2008. La croissance du résultat comparable s'explique par :

- la progression du BAII comparable de l'entreprise de pipelines, qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat du réseau de l'Alberta à la suite du règlement sur les besoins en produits et à l'incidence positive, en 2009, d'un dollar US plus vigoureux sur les installations de l'entreprise de pipelines qui se trouvent en sol américain, annulée en partie par la hausse des coûts relatifs à la réalisation de nouveaux projets pipeliniers, en particulier le projet de gazoduc de l'Alaska;
- la régression du BAII comparable de l'entreprise d'énergie en raison du déclin des prix de l'électricité et d'une baisse de la demande pour les installations énergétiques situées dans l'Ouest et aux États-Unis découlant du ralentissement économique en Amérique du Nord, en partie neutralisée par la hausse du résultat qui est attribuable à la mise en service de la centrale de Portlands Energy et de la phase de Carleton du projet de Cartier énergie éolienne, ainsi qu'à l'accroissement des prix réalisés pour l'électricité produite par Bruce Power;

- les pertes accrues au titre du BAII comparable du secteur du siège social découlant surtout de l'augmentation des coûts des services de soutien en raison de l'accroissement des actifs;
- l'augmentation des intérêts débiteurs compte tenu d'émissions de titres d'emprunt à long terme au deuxième semestre de 2008 et au premier trimestre de 2009 et de l'incidence négative du raffermissement du dollar US; ces hausses ont été en partie contrées par l'accroissement des intérêts capitalisés dans le cadre du projet Keystone et d'autres projets d'investissement ainsi que par les pertes moindres découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de la société relativement aux fluctuations des taux d'intérêt;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres produits sous l'incidence positive du fléchissement du dollar US en 2009 sur les soldes du fonds de roulement et les gains supérieurs découlant des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change;
- la charge fiscale moins élevée, parce que le résultat avant les impôts a diminué, les différences entre les taux d'imposition ont été plus marquées et d'autres ajustements favorables d'impôts ont eu lieu en 2009;
- la diminution des participations sans contrôle en raison de la part revenant à Portland des règlements touchés dans le cadre de la faillite de Calpine constatée en 2008, en partie contrebalancée par la hausse du résultat de PipeLines LP en 2009.

Le bénéfice par action en 2009 et en 2008 a été érodé par la hausse du nombre moyen d'actions en circulation à la suite de l'émission de 58,4 millions d'actions ordinaires, de 35,1 millions d'actions ordinaires et de 34,7 millions d'actions ordinaires de la société respectivement au deuxième trimestre de 2009, au quatrième trimestre de 2008 et au deuxième trimestre de 2008. La société a émis les actions afin de financer en partie ses acquisitions et son vaste programme de croissance du capital.

Les résultats de chaque secteur pour le quatrième trimestre de 2009 sont présentés sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Siège social » du présent communiqué.

### **Pipelines**

Le BAII comparable du secteur des pipelines du quatrième trimestre de 2009, à 488 millions de dollars, se compare au chiffre de 556 millions de dollars pour la même période en 2008. Le BAII comparable ne tenait pas compte du gain de dilution de 29 millions de dollars avant les impôts attribuable à la participation réduite de TransCanada dans PipeLines LP après l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne au quatrième trimestre de 2009.

## Résultats du secteur des pipelines

(non vérifié) (en millions de dollars)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Pipelines au Canada</b>				
Réseau principal au Canada	282	300	1 133	1 141
Réseau de l'Alberta	193	152	728	692
Foothills	32	31	132	133
Autres (TQM, Ventures LP)	15	11	59	50
<b>BAIIA comparable des pipelines au Canada<sup>(1)</sup></b>	<b>522</b>	<b>494</b>	<b>2 052</b>	<b>2 016</b>
<b>Pipelines aux États-Unis</b>				
ANR	84	99	347	347
GTN <sup>(2)</sup>	43	52	195	198
Great Lakes	30	34	138	127
PipeLines LP <sup>(2)(3)</sup>	20	23	84	70
Iroquois	16	17	78	59
Portland <sup>(4)</sup>	8	9	26	27
International (Tamazunchale, TransGas, Gas Pacifico/ INNERGY)	12	8	58	40
Frais généraux et frais d'administration et de soutien <sup>(5)</sup>	-	(1)	(17)	(15)
Participations sans contrôle <sup>(6)</sup>	46	54	194	187
<b>BAIIA comparable des pipelines aux États-Unis<sup>(1)</sup></b>	<b>259</b>	<b>295</b>	<b>1 103</b>	<b>1 040</b>
<b>BAIIA comparable de l'expansion des affaires<sup>(1)</sup></b>	<b>(36)</b>	<b>(9)</b>	<b>(62)</b>	<b>(37)</b>
<b>BAIIA comparable du secteur des pipelines<sup>(1)</sup></b>	<b>745</b>	<b>780</b>	<b>3 093</b>	<b>3 019</b>
Amortissement	(257)	(224)	(1 030)	(989)
<b>BAII comparable du secteur des pipelines<sup>(1)</sup></b>	<b>488</b>	<b>556</b>	<b>2 063</b>	<b>2 030</b>
Postes particuliers :				
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans Pipelines LP <sup>(3)(7)</sup>	29	-	29	-
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine <sup>(8)</sup>	-	-	-	279
Règlement à l'issue de l'action en justice de GTN	-	-	-	17
<b>BAII du secteur des pipelines<sup>(1)</sup></b>	<b>517</b>	<b>556</b>	<b>2 092</b>	<b>2 326</b>

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

(2) Les résultats de GTN tiennent compte de North Baja jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2009, date à laquelle le réseau a été vendu à PipeLines LP.

(3) Depuis le 18 novembre 2009, les résultats de PipeLines LP tiennent compte de la participation de 38,2 % de TransCanada dans PipeLines LP. Du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 17 novembre 2009, la participation de TransCanada dans PipeLines LP était de 42,6 %. Du 1<sup>er</sup> janvier 2008 au 30 juin 2009, la participation de TransCanada dans PipeLines LP était de 32,1 %.

(4) Les résultats de Portland tiennent compte de la participation de 61,7 % de TransCanada.

(5) Représentent certains coûts liés au soutien des pipelines de la société au Canada et aux États-Unis.

(6) Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA pour les parties de PipeLines LP et de Portland dont TransCanada n'est pas redevable.

(7) En raison de l'émission, par PipeLines LP, de parts ordinaires dans le cadre d'un appel public à l'épargne, la participation de la société dans PipeLines LP a été ramenée de 42,6 % à 38,2 % et un gain de dilution de 29 millions de dollars a été réalisé.

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

### Bénéfice net des pipelines détenus en propriété exclusive au Canada

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Réseau principal du Canada	72	74	273	278
Réseau de l'Alberta	45	48	168	145
Foothills	5	5	23	24

#### *Pipelines au Canada*

Le bénéfice net du réseau principal au Canada au quatrième trimestre de 2009 a diminué de 2 millions de dollars pour s'établir à 72 millions de dollars alors qu'il avait été de 74 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. Au quatrième trimestre de 2009, le bénéfice net tenait compte d'une diminution de la base tarifaire moyenne et de la baisse du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (« RCA »), que l'ONÉ a fixé à de 8,57 % en 2009 contre 8,71 % en 2008, recul annulé en partie par les plus grandes économies au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour le quatrième trimestre de 2009, le BAIIA du réseau principal au Canada, soit 282 millions de dollars, est de 18 millions de dollars moins élevé que le chiffre de la période correspondante de 2008, et ce, surtout en raison des produits inférieurs compte tenu du recouvrement moins élevé d'impôts sur les bénéfices et du moindre rendement général de la base tarifaire moyenne prévu dans les droits de 2009, mais cette baisse est contrée en partie par les plus grandes économies au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 45 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, alors qu'il avait été de 48 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. En 2009 et en 2008, le résultat tenait compte de l'incidence du règlement au sujet des besoins en produits pour 2008-2009 initialement approuvé par l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») en décembre 2008 et approuvé par la suite par l'ONÉ en décembre 2009.

Le BAIIA du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 193 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 alors qu'il avait été de 152 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. Le BAIIA du quatrième trimestre de 2009 tient compte de l'accroissement des produits en raison du recouvrement de montants supérieurs au titre de l'amortissement et des impôts sur les bénéfices, contré en partie le résultat inférieur découlant des règlements.

Le BAIIA pour les autres pipelines canadiens au quatrième trimestre de 2009, à 15 millions de dollars, se compare à 11 millions de dollars pour la même période en 2008. L'augmentation au quatrième trimestre de 2009 est essentiellement attribuable à un ajustement du coût du capital de TQM en 2009.

#### *Pipelines aux États-Unis*

Le BAIIA d'ANR a été de 84 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 alors qu'il s'était chiffré à 99 millions de dollars pour la même période en 2008. Le recul du BAIIA au quatrième trimestre de 2009 découle avant tout de l'incidence négative du fléchissement du dollar US.



Au quatrième trimestre de 2009, le BAIIA de GTN a reculé de 9 millions de dollars par rapport au quatrième trimestre de 2008, et ce, en raison de l'incidence d'un dollar US moins fort et de la vente de North Baja à PipeLines LP.

Pour le reste des pipelines aux États-Unis, le BAIIA s'est établi à 132 millions de dollar au quatrième trimestre de 2009, alors qu'il avait été de 144 millions de dollars pour la même période en 2008. Le recul au quatrième trimestre de 2009 comparativement au quatrième trimestre de 2008 s'explique avant tout par les répercussions négatives d'un dollar US plus faible sur l'exploitation des pipelines aux États-Unis, annulé en partie par l'acquisition de North Baja par PipeLines LP.

#### *Expansion des affaires*

Pour ce qui est de l'expansion des affaires, les pertes au titre du BAIIA comparable se sont accrues de 27 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 contre la même période en 2008 surtout à cause de l'augmentation des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska.

#### **Énergie**

Le BAII comparable du secteur de l'énergie s'est chiffré à 162 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, comparativement à 217 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008. Le BAII comparable pour le quatrième trimestre de 2009 et de 2008 ne tient pas compte de gains non réalisés nets de 7 millions de dollars pour chacune des périodes 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.

**Résultats du secteur de l'énergie**

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Installations énergétiques au Canada</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	<b>61</b>	128	<b>279</b>	510
Installations énergétiques de l'Est <sup>(1)</sup>	<b>56</b>	43	<b>220</b>	147
Bruce Power	<b>70</b>	70	<b>352</b>	275
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	<b>(11)</b>	(11)	<b>(39)</b>	(39)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada<sup>(2)</sup></b>	<b>176</b>	230	<b>812</b>	893
<b>Installations énergétiques aux États-Unis<sup>(3)</sup></b>				
Installations énergétiques du Nord-Est	<b>39</b>	63	<b>237</b>	272
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	<b>(10)</b>	(13)	<b>(45)</b>	(41)
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(2)</sup></b>	<b>29</b>	50	<b>192</b>	231
<b>Stockage de gaz naturel</b>				
Installations de stockage en Alberta	<b>51</b>	38	<b>173</b>	152
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	<b>(2)</b>	(4)	<b>(9)</b>	(14)
<b>BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel<sup>(2)</sup></b>	<b>49</b>	34	<b>164</b>	138
<b>BAIIA comparable de l'expansion des affaires<sup>(2)</sup></b>	<b>(6)</b>	(17)	<b>(37)</b>	(52)
<b>BAIIA comparable du secteur de l'énergie<sup>(2)</sup></b>	<b>248</b>	297	<b>1 131</b>	1 210
Amortissement	<b>(86)</b>	(80)	<b>(347)</b>	(258)
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>(2)</sup></b>	<b>162</b>	217	<b>784</b>	952
Postes particuliers :				
Ajustement de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	<b>7</b>	7	<b>1</b>	-
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)
<b>BAII du secteur de l'énergie<sup>(2)</sup></b>	<b>169</b>	224	<b>785</b>	911

(1) Comprend la centrale de Portlands Energy et le parc éolien de Carleton depuis respectivement avril 2009 et novembre 2008.

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

(3) Comprend les installations de la première phase du projet éolien Kibby et de Ravenswood à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'août 2008.

**BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada<sup>(1)(2)</sup>**

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Produits</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	203	298	788	1 140
Installations énergétiques de l'Est	72	54	281	175
Autres <sup>(3)</sup>	62	51	184	186
	<b>337</b>	403	<b>1 253</b>	1 501
<b>Achats de produits de base revendus</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	(124)	(137)	(451)	(517)
Installations énergétiques de l'Est	-	2	-	-
Autres <sup>(4)</sup>	(44)	(41)	(124)	(112)
	<b>(168)</b>	(176)	<b>(575)</b>	(629)
<b>Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts</b>	(49)	(57)	(178)	(216)
<b>Frais généraux et frais d'administration et de soutien</b>	(11)	(11)	(39)	(39)
<b>Autres (charges) produits</b>	(3)	1	(1)	1
<b>BAIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>106</b>	160	<b>460</b>	618

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

(2) Comprend la centrale de Portlands Energy et le parc éolien de Carleton depuis respectivement avril 2009 et novembre 2008.

(3) Comprend les ventes de gaz naturel, de soufre (en 2008) et de noir de carbone thermique.

(4) Comprend le coût du gaz naturel vendu.

**Données sur l'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est du Canada<sup>(1)</sup>**

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Volumes des ventes (en GWh)<sup>(2)</sup></b>				
<b>Offre</b>				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	616	589	2 334	2 322
Installations énergétiques de l'Est	469	332	1 550	1 069
<b>Achats</b>				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 878	3 225	10 603	12 368
Autres achats	109	181	529	970
	<b>4 072</b>	4 327	<b>15 016</b>	16 729
<b>Ventes</b>				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 780	2 705	9 944	11 284
Installations énergétiques de l'Est	471	333	1 588	1 232
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	821	1 289	3 484	4 213
	<b>4 072</b>	4 327	<b>15 016</b>	16 729

(1) Comprend la centrale de Portlands Energy et le parc éolien de Carleton depuis respectivement avril 2009 et novembre 2008.

(2) Gigawatts-heure.

Au quatrième trimestre de 2009, le BAIIA des installations énergétiques de l'Ouest a été de 61 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 203 millions de dollars, soit respectivement 67 millions de dollars et 95 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits pour

la même période en 2008. Ces baisses proviennent surtout de la diminution du résultat enregistré par le portefeuille d'installations énergétiques en Alberta compte tenu du fléchissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble sur les moindres volumes d'électricité vendus. La diminution des prix de l'électricité et des volumes des ventes témoigne de la demande réduite d'électricité en Alberta en raison du ralentissement de l'économie nord-américaine. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont reculé de 51 %, ou 49 \$ par MW, entre le quatrième trimestre de 2008 et celui de 2009.

Pour les installations énergétiques de l'Ouest, les achats de produits de base revendus ont diminué de 13 millions de dollars entre le quatrième trimestre de 2008 et celui de 2009 principalement du fait de l'achat de volumes d'électricité inférieurs compte tenu de la demande réduite d'électricité en Alberta.

Au quatrième trimestre de 2009, le BAIIA des installations énergétiques de l'Est et les produits des ventes d'électricité, à 56 millions de dollars et 72 millions de dollars, ont augmenté de respectivement 13 millions de dollars et 18 millions de dollars comparativement à la même période en 2008. Ces hausses proviennent avant tout du résultat supplémentaire de Portlands Energy, dont la mise en service a eu lieu en avril 2009.

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 49 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, montant inférieur à celui de la période correspondante de 2008, principalement en raison du recul des prix du gaz naturel pour les installations de l'Ouest, neutralisé en partie par le combustible supplémentaire utilisé à la centrale de Portlands Energy.

Au quatrième trimestre de 2009, environ 77 % des volumes des ventes d'électricité des installations de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats, comparativement à 68 % au quatrième trimestre de 2008. Afin de réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour ce qui est des volumes non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu, en date du 31 décembre 2009, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 8 400 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité en 2010 et 6 000 GWh d'électricité en 2011.

Au quatrième trimestre de 2009 et de 2008, la totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été sur le marché au comptant et la production devrait continuer d'être vendue entièrement aux termes de contrats en 2010 et 2011.

## Résultats de Bruce Power

(Quote-part de TransCanada) (non vérifié) (en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Produits <sup>(1)(2)</sup>	198	182	883	785
Charges d'exploitation <sup>(2)</sup>	(128)	(112)	(531)	(510)
<b>BAIIA comparable<sup>(3)</sup></b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>352</b>	<b>275</b>
<b>BAIIA comparable de Bruce A<sup>(3)</sup></b>	<b>(29)</b>	<b>(1)</b>	<b>48</b>	<b>78</b>
<b>BAIIA comparable de Bruce B<sup>(3)</sup></b>	<b>99</b>	<b>71</b>	<b>304</b>	<b>197</b>
<b>BAIIA comparable<sup>(3)</sup></b>	<b>70</b>	<b>70</b>	<b>352</b>	<b>275</b>
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>				
Capacité disponible des centrales				
Bruce A	47 %	62 %	78 %	82 %
Bruce B	95 %	98 %	91 %	87 %
Capacité cumulée de Bruce Power	80 %	86 %	87 %	86 %
Jours d'arrêts d'exploitation prévus				
Bruce A	10	46	56	91
Bruce B	-	-	45	100
Jours d'arrêts d'exploitation imprévus				
Bruce A	74	17	82	27
Bruce B	3	5	47	65
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	737	977	4 894	5 159
Bruce B	2 016	2 218	7 767	7 799
	<b>2 753</b>	<b>3 195</b>	<b>12 661</b>	<b>12 958</b>
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	64 \$	63 \$	64 \$	62 \$
Produits de Bruce B <sup>(4)</sup>	62 \$	57 \$	64 \$	57 \$
Produits cumulés de Bruce Power	62 \$	58 \$	64 \$	59 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant <sup>(5)</sup>				
	<b>46 %</b>	<b>24 %</b>	<b>43 %</b>	<b>33 %</b>

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 6 millions de dollars et de 34 millions de dollars respectivement pour le quatrième trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 (respectivement 8 millions de dollars et 30 millions de dollars en 2008). Ils comprennent également des gains non réalisés de 1 million de dollars et de 5 millions de dollars pour Bruce B attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 (pertes de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars en 2008).

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

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

(4) Comprend les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher, aux règlements de contrat, à la production réputée et tient compte des volumes associés à la production d'électricité et à la production réputée.

(5) Toute la production de Bruce B est visée par le mécanisme de prix plancher, y compris les volumes vendus sur le marché au comptant.

La quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce Power, à 70 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, était semblable à celle du même trimestre en 2008. L'accroissement des produits découlant des prix réalisés supérieurs et de la réduction de la charge annuelle de location à Bruce B a été partiellement contré par des charges d'exploitation plus élevées et des volumes moindres en raison du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation.

La quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce A a reculé de 28 millions de dollars pour afficher une perte de 29 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, comparativement à la perte de 1 million de dollars inscrite au quatrième trimestre de 2008, et ce, en

raison de l'amointrissement des volumes et de l'augmentation des frais d'exploitation puisque deux arrêts d'exploitation ont été reportés de mars 2009 à septembre 2009. La capacité disponible de Bruce A au quatrième trimestre de 2009 s'est établie à 47 % en raison de 84 jours d'arrêt d'exploitation comparativement à une capacité disponible de 62 % et à 63 jours d'arrêts d'exploitation pendant la même période en 2008.

Par rapport au quatrième trimestre de 2008, la quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce B a augmenté de 28 millions de dollars pour atteindre 99 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, augmentation s'expliquant surtout par les prix supérieurs réalisés compte tenu de la constatation des paiements reçus aux termes du mécanisme de prix plancher prévu au contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») et la diminution de la charge annuelle de location. Certaines dispositions du contrat de location pour Bruce B conclu avec l'Ontario Power Generation prévoyaient une réduction de la charge annuelle de location si le prix annuel de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario se situait en deçà de 30 \$ le MWh.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix annuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher annuel moyen. Puisque le prix annuel moyen sur le marché au comptant n'a pas dépassé le prix plancher moyen annuel en 2009, aucun montant constaté dans les produits ne devra être remboursé. En 2008, Bruce B n'avait constaté dans les produits aucun des paiements de soutien aux termes du mécanisme de prix plancher puisque le prix annuel moyen sur le marché au comptant était supérieur au prix plancher annuel moyen.

La quote-part revenant à TransCanada de l'électricité produite par Bruce Power a diminué, passant de 3 195 GWh au quatrième trimestre de 2008 à 2 753 GWh au quatrième trimestre de 2009, en partie du fait de l'Independent Electricity System Operator (« IESO ») qui, pendant certaines périodes au quatrième trimestre de 2009, a mis un frein à la production de certains réacteurs de Bruce Power pour contribuer à résorber la charge de base excédentaire en Ontario. Pendant ces périodes imposées par l'IESO, Bruce Power a touché des paiements au titre de la production réputée aux prix du contrat avec l'OEO. Au quatrième trimestre de 2009, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power, y compris la production réputée, a été de 80 %, comparativement à 86 % au quatrième trimestre de 2008.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A du quatrième trimestre de 2009 a été vendue au prix fixe de 64,45 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 63,00 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2008. Toute la production des réacteurs de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 48,76 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2009 et de 47,66 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2008. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1<sup>er</sup> avril pour tenir compte de l'inflation.

Bruce B conclut également des contrats de vente à prix fixe selon lesquels l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant lui est versé. Le prix de 62 \$ le MWh réalisé par Bruce B au quatrième trimestre de 2009 tient compte des produits constatés conformément au mécanisme de prix plancher et aux ventes contractuelles, comparativement au prix de 57 \$ le MWh pour la période correspondante de 2008 pour laquelle aucuns produits n'ont été constatés conformément au mécanisme de prix plancher. Au 31 décembre 2009, Bruce B avait vendu à terme environ 2 100 GWh et 500 GWh, représentant la quote-part de TransCanada respectivement pour 2010 et pour 2011.

La capacité globale disponible des centrales en 2010 devrait se situer aux alentours de 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A et à un peu moins de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B. Un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'environ 10 semaines devrait commencer à la fin de février 2010 pour le réacteur 3 de Bruce A. En ce qui concerne Bruce B, un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'environ huit semaines devrait commencer vers la mi-mai 2010 pour le réacteur 6 et vers la mi-octobre 2010 pour le réacteur 5.

### BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(1)(2)</sup>

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Produits</b>				
Électricité	233	282	1 118	938
Capacité	40	37	190	85
Autres <sup>(3)(4)</sup>	145	92	509	350
	<b>418</b>	411	<b>1 817</b>	1 373
<b>Achats de produits de base revendus</b>				
Électricité	(125)	(159)	(544)	(519)
Autres <sup>(5)</sup>	(120)	(85)	(391)	(324)
	<b>(245)</b>	(244)	<b>(935)</b>	(843)
<b>Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts<sup>(4)</sup></b>	<b>(134)</b>	(104)	<b>(645)</b>	(258)
<b>Frais généraux et frais d'administration et de soutien</b>	<b>(10)</b>	(13)	<b>(45)</b>	(41)
<b>BAIIA comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>29</b>	50	<b>192</b>	231

<sup>(1)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent communiqué pour un complément d'information sur le BAIIA comparable.

<sup>(2)</sup> Comprend les installations de la première phase du projet éolien Kibby et de Ravenswood à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'août 2008.

<sup>(3)</sup> Comprend les ventes de gaz naturel.

<sup>(4)</sup> Comprend les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers.

<sup>(5)</sup> Comprend le coût du gaz naturel vendu.

### Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis<sup>(1)</sup>

<i>(non vérifié)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>				
<b>Offre</b>				
Électricité produite	1 400	1 127	5 993	3 974
Électricité achetée	1 657	1 637	5 310	6 020
	<b>3 057</b>	2 764	<b>11 303</b>	9 994
<b>Ventes</b>				
Électricité vendue à contrat	2 999	2 726	10 264	9 758
Électricité vendue au comptant	58	38	1 039	236
	<b>3 057</b>	2 764	<b>11 303</b>	9 994

<sup>(1)</sup> Comprend les installations de la première phase du projet éolien Kibby et de Ravenswood à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'août 2008.

Pour le quatrième trimestre de 2009, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est chiffré à 29 millions de dollars, soit 21 millions de dollars de moins que pour la période correspondante de 2008. Le recul s'explique principalement par la baisse des prix réalisés pour l'électricité en général et l'incidence du fléchissement du dollar US, annulé en partie par la progression

des volumes d'électricité vendus par Ravenswood et les produits supplémentaires découlant des ventes contractuelles en Nouvelle-Angleterre. Bien que les prix de l'électricité moyens sur le marché au comptant en Nouvelle-Angleterre aient diminué entre le quatrième trimestre de 2008 et celui de 2009, la majeure partie des ventes des installations énergétiques en Nouvelle-Angleterre ont lieu à des prix contractuels.

Pour le quatrième trimestre de 2009, les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques aux États-Unis ont été de 233 millions de dollars, chiffre inférieur aux 282 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2008. Le recul s'explique par le fléchissement du dollar US et la baisse des prix réalisés pour l'électricité, annulé en partie par la progression des volumes d'électricité vendus par Ravenswood en raison de l'échéance d'un contrat d'achat ferme avec une tierce partie au 31 décembre 2008 et des ventes supplémentaires aux termes de contrats financiers. En 2009, la commercialisation de la production de la centrale Ravenswood a commencé à être gérée d'une manière conforme à celle des autres actifs de la société dans la région du Nord-Est des États-Unis.

Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité se sont élevés à 125 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, un montant inférieur à celui de 159 millions de dollars inscrit pour la même période en 2008, et ce, principalement en raison de l'incidence du fléchissement du dollar US en 2009 et de la réduction du coût par GWh global pour les volumes d'électricité achetés.

Au quatrième trimestre de 2009, les autres produits et les autres achats de produits de base revendus de respectivement 145 millions de dollars et 120 millions de dollars se sont accrus comparativement aux chiffres de la période correspondante de 2008 en raison de l'augmentation de la quantité de gaz naturel vendu et de l'incidence d'une devise américaine plus faible en 2009.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts ont été de 134 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, soit 30 millions de dollars de plus que pour la même période en 2008. Cette hausse s'explique par les coûts plus élevés à Ravenswood en raison de l'échéance d'un contrat d'achat ferme avec une tierce partie au 31 décembre 2008, annulée en partie par le fléchissement du dollar US en 2009.

Au quatrième trimestre de 2009, 2 % des volumes d'électricité ont été vendus sur le marché au comptant, comparativement à 1 % pour la même période en 2008. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour les volumes de production d'électricité non visés par des contrats, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu, au 31 décembre 2009, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 10 300 GWh d'électricité pour 2010 et 5 400 GWh pour 2011, notamment des contrats financiers afin d'assurer la couverture économique du prix de la production prévue. Certains volumes contractuels dépendent du taux d'utilisation et, au cours d'exercices futurs, les volumes réels sous contrat varieront selon la liquidité du marché ainsi que d'autres facteurs.

### **Stockage de gaz naturel**

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 49 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, contre 34 millions de dollars pour la même période en 2008. La progression de 15 millions de dollars du BAIIA au quatrième trimestre de 2009 est principalement attribuable à l'accroissement des produits tirés du stockage auprès de tiers provenant de l'élargissement des écarts saisonniers des prix réalisés pour le gaz naturel. Le BAIIA comparable ne tenait pas compte de gains non réalisés nets de 7 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009 (gains de 7 millions



de dollars en 2008) découlant des changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

### Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires les pertes au titre du BAIIA comparable, à 6 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, ont diminué de 11 millions de dollars contre la même période en 2008, en raison surtout du calendrier de certains projets clé.

### Amortissement

L'amortissement au quatrième trimestre de 2009 s'est chiffré à 86 millions de dollars, soit 6 millions de dollars de plus que pour la période correspondante de 2008. Cette hausse provient avant tout du résultat supplémentaire provenant de Portlands Energy, dont la mise en service a eu lieu en avril 2009.

### Siège social

Le BAII du secteur du siège social pour le quatrième trimestre de 2009 s'est chiffré à 28 millions de dollars contre des pertes 33 millions de dollars à ce titre pour la période correspondante de 2008. La réduction des pertes au titre du BAII découle avant tout de la baisse, au quatrième trimestre de 2009, des coûts des services de soutien.

### Autres postes de l'état des résultats

#### Intérêts débiteurs

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme <sup>(1)</sup>	304	299	1 285	1 038
Intérêts divers et amortissement	8	71	27	46
Intérêts capitalisés	(123)	(44)	(358)	(141)
	<b>184</b>	<b>326</b>	<b>954</b>	<b>943</b>

<sup>(1)</sup> Comprend l'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Les intérêts débiteurs ont diminué de 142 millions de dollars, passant de 326 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008 à 184 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009. Ce repli reflète la majoration des intérêts capitalisés dans le cadre du financement du programme d'investissement de plus grande envergure de la société en 2009, principalement en raison de la construction de Keystone, et la réduction des intérêts débiteurs en dollars US compte tenu du recul de la devise américaine entre le quatrième trimestre de 2008 et le quatrième trimestre de 2009. La baisse des intérêts débiteurs provient aussi des pertes réduites au quatrième trimestre de 2009 comparativement au quatrième trimestre de 2008 en raison des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt auquel la société est exposée. Ces réductions ont été contrées en partie par l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt de 2,0 milliards de dollars US en janvier 2009 et de 700 millions de dollars en février 2009.

Au quatrième trimestre de 2009, les intérêts créditeurs et autres produits ont été de 22 millions de dollars; ce chiffre se compare à des intérêts débiteurs de 4 millions de dollars pour la période correspondante de 2008. L'accroissement de 26 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009

s'explique surtout par l'incidence positive d'un dollar US moins fort sur les soldes du fonds de roulement pendant ce trimestre ainsi que par les gains supérieurs découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Ces progressions ont été en partie neutralisées par la baisse des intérêts créditeurs compte tenu des taux d'intérêt moins élevés.

Au quatrième trimestre de 2009, les impôts sur les bénéfices se sont élevés à 67 millions de dollars alors qu'ils avaient été de 95 millions de dollars pour la même période en 2008. La baisse provient avant tout d'ajustements d'impôts favorables en 2009, notamment 30 millions de dollars découlant de la réduction des taux d'imposition des sociétés dans la province de l'Ontario, annulée en partie par la hausse du bénéfice avant les impôts.

Les participations sans contrôle s'établissaient à 25 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, alors qu'elles avaient totalisé 24 millions de dollars pour la même période en 2008.

## États consolidés des résultats

Trimestres terminés  
les 31 décembreExercices terminés  
les 31 décembre*(non vérifié) (en millions de dollars, sauf le nombre d'actions  
et les montants par action)*

	2009	2008	2009	2008
<b>Produits</b>	<b>2 206</b>	<b>2 332</b>	<b>8 966</b>	<b>8 619</b>
<b>Charges (produits) d'exploitation et autres</b>				
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	823	857	3 367	3 014
Achats de produits de base revendus	411	424	1 511	1 501
Autres produits	(29)	-	(49)	(38)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	-	-	(279)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	41
	<b>1 205</b>	<b>1 281</b>	<b>4 829</b>	<b>4 239</b>
	<b>1 001</b>	<b>1 051</b>	<b>4 137</b>	<b>4 380</b>
Amortissement	343	304	1 377	1 247
	<b>658</b>	<b>747</b>	<b>2 760</b>	<b>3 133</b>
<b>Charges financières (produits financiers)</b>				
Intérêts débiteurs	184	326	954	943
Intérêts débiteurs des coentreprises	17	21	64	72
Intérêts créditeurs et autres produits	(22)	4	(121)	(54)
	<b>179</b>	<b>351</b>	<b>897</b>	<b>961</b>
<b>Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle</b>	<b>479</b>	<b>396</b>	<b>1 863</b>	<b>2 172</b>
<b>Impôts sur les bénéfices</b>				
Exigibles	(73)	47	30	526
Futurs	140	48	357	76
	<b>67</b>	<b>95</b>	<b>387</b>	<b>602</b>
<b>Participations sans contrôle</b>				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	15	16	66	62
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	5	5	22	22
Participation sans contrôle dans Portland	5	3	8	46
	<b>25</b>	<b>24</b>	<b>96</b>	<b>130</b>
<b>Bénéfice net</b>	<b>387</b>	<b>277</b>	<b>1 380</b>	<b>1 440</b>
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>6</b>	<b>-</b>
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>381</b>	<b>277</b>	<b>1 374</b>	<b>1 440</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>				
<b>De base</b>	<b>0,56 \$</b>	<b>0,47 \$</b>	<b>2,11 \$</b>	<b>2,53 \$</b>
<b>Dilué</b>	<b>0,56 \$</b>	<b>0,46 \$</b>	<b>2,11 \$</b>	<b>2,52 \$</b>
<b>Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation – de base (en millions)</b>	<b>683</b>	<b>597</b>	<b>652</b>	<b>570</b>
<b>Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation – dilué (en millions)</b>	<b>684</b>	<b>599</b>	<b>653</b>	<b>572</b>

## États consolidés des flux de trésorerie

<i>(non vérifié) (en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 décembre		Exercices terminés les 31 décembre	
	2009	2008	2009	2008
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net	387	277	1 380	1 440
Amortissement	343	304	1 377	1 247
Impôts futurs	140	48	357	76
Participations sans contrôle	25	24	96	130
Capitalisation des avantages sociaux futurs (supérieure) inférieure aux charges	(32)	(6)	(111)	17
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	41
Autres	(13)	65	(19)	70
	850	712	3 080	3 021
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(217)	(150)	(90)	135
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	633	562	2 990	3 156
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(1 474)	(1 235)	(5 417)	(3 134)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	-	(171)	(902)	(3 229)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	-	7	-	28
Montants reportés et autres	(300)	(372)	(594)	(484)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 774)	(1 771)	(6 913)	(6 819)
<b>Activités de financement</b>				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(193)	(167)	(728)	(577)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(24)	(31)	(100)	(141)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	363	827	(244)	1 293
Dette à long terme émise, déduction faite des frais d'émission	-	-	3 267	2 197
Réduction de la dette à long terme	(496)	(52)	(1 005)	(840)
Dette à long terme émise par des coentreprises	25	16	226	173
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(138)	(19)	(246)	(120)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	15	1 132	1 820	2 384
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission	193	-	193	-
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	-	-	539	-
(Sorties nettes) rentrées nettes liées aux activités de financement	(255)	1 706	3 722	4 369
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	(13)	59	(110)	98
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	(1 409)	556	(311)	804
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
Au début de l'exercice	2 406	752	1 308	504
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
À la fin de l'exercice	997	1 308	997	1 308

**Bilans consolidés***Aux 31 décembre**(non vérifié) (en millions de dollars)*

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	997	1 308
Débiteurs	966	1 280
Stocks	511	489
Autres	701	523
	<u>3 175</u>	<u>3 600</u>
<b>Immobilisations corporelles</b>	32 879	29 189
<b>Écart d'acquisition</b>	3 763	4 397
<b>Actifs réglementaires</b>	1 524	201
<b>Actifs incorporels et autres</b>	<u>2 500</u>	<u>2 027</u>
	<u>43 841</u>	<u>39 414</u>
 <b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	1 687	1 702
Créditeurs	2 195	2 110
Intérêts courus	377	359
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	478	786
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	212	207
	<u>4 949</u>	<u>5 164</u>
<b>Passif réglementaire</b>	385	317
<b>Montants reportés</b>	743	1 168
<b>Impôts futurs</b>	2 856	1 223
<b>Dette à long terme</b>	16 186	15 368
<b>Dette à long terme des coentreprises</b>	753	869
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<u>1 036</u>	<u>1 213</u>
	<u>26 908</u>	<u>25 322</u>
 <b>Participations sans contrôle</b>		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	705	721
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Participation sans contrôle dans Portland	80	84
	<u>1 174</u>	<u>1 194</u>
<b>Capitaux propres</b>	<u>15 759</u>	<u>12 898</u>
	<u>43 841</u>	<u>39 414</u>

## Informations sectorielles

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

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits	1 171	1 233	1 035	1 099	-	-	2 206	2 332
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(428)	(451)	(368)	(373)	(27)	(33)	(823)	(857)
Achats de produits de base revendus	-	-	(411)	(424)	-	-	(411)	(424)
Autres produits (charges)	31	(2)	(1)	2	(1)	-	29	-
	774	780	255	304	(28)	(33)	1 001	1 051
Amortissement	(257)	(224)	(86)	(80)	-	-	(343)	(304)
	517	556	169	224	(28)	(33)	658	747
Intérêts débiteurs							(184)	(326)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(17)	(21)
Intérêts créditeurs et autres produits							22	(4)
Impôts sur les bénéfices							(67)	(95)
Participations sans contrôle							(25)	(24)
<b>Bénéfice net</b>							387	277
Dividendes sur les actions privilégiées							(6)	-
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							381	277

Exercices terminés les  
31 décembre  
(non vérifié) (en millions de  
dollars)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2009	2008	2009	2008	2009	2008	2009	2008
Produits	4 729	4 650	4 237	3 969	-	-	8 966	8 619
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 655)	(1 645)	(1 595)	(1 259)	(117)	(110)	(3 367)	(3 014)
Achats de produits de base revendus	-	-	(1 511)	(1 501)	-	-	(1 511)	(1 501)
Autres produits	48	31	1	1	-	6	49	38
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	-	279	-	-	-	-	-	279
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	-	-	-	(41)	-	-	-	(41)
	3 122	3 315	1 132	1 169	(117)	(104)	4 137	4 380
Amortissement	(1 030)	(989)	(347)	(258)	-	-	(1 377)	(1 247)
	2 092	2 326	785	911	(117)	(104)	2 760	3 133
Intérêts débiteurs							(954)	(943)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(64)	(72)
Intérêts créditeurs et autres produits							121	54
Impôts sur les bénéfices							(387)	(602)
Participations sans contrôle							(96)	(130)
<b>Bénéfice net</b>							1 380	1 440
Dividendes sur les actions privilégiées							(6)	-
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							1 374	1 440

TransCanada 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/Terry Cunha 403.920.7859 ou 1.800.608.7859.

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