

Communiqué

TransCanada déclare un résultat comparable de 1,4 milliard de dollars en 2010 Dividende sur les actions ordinaires majoré de 5 %

CALGARY, Alberta – Le 15 février 2011 – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui que le résultat comparable du quatrième trimestre de 2010 s'est établi à 384 millions de dollars (0,55 \$ par action). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, le résultat comparable a été de 1,4 milliard de dollars (1,97 \$ par action).

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du quatrième trimestre de 2010 s'est chiffré à 269 millions de dollars (0,39 \$ par action) et tient compte de l'incidence d'une provision pour évaluation unique de 127 millions de dollars après les impôts inscrite au titre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. Compte tenu de cette provision, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 est de 1,2 milliard de dollars (1,78 \$ par action).

Le conseil d'administration de TransCanada a également déclaré un dividende trimestriel de 0,42 \$ par action ordinaire, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,68 \$ par action ordinaire, soit une majoration de 5 %. Il s'agit du onzième exercice consécutif pour lequel le conseil d'administration a majoré le dividende.

« Le solide résultat comparable de TransCanada au quatrième trimestre de 2010 atteste de la stabilité de nos entreprises essentielles, a affirmé Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada.

« La société continue de faire progresser son programme d'investissement sans précédent de 20 milliards de dollars, au fur et à mesure que les projets entrent en exploitation. Le prolongement de Keystone jusqu'à Cushing et les gazoducs Groundbirch et Bison sont les plus récents projets de grande envergure à être entrés en service. Ces projets contribueront davantage au résultat et aux flux de trésorerie de TransCanada pour les années à venir. »

M. Girling a ajouté qu'avec l'achèvement de la première phase de Keystone en juin 2010 et, plus récemment du prolongement de Cushing et des gazoducs Groundbirch et Bison, TransCanada a vu la mise en exploitation de six grands projets au cours des récents mois. À l'automne 2010, la société a annoncé l'achèvement et la mise en exploitation de la deuxième phase du projet éolien de Kibby dans le Maine et de la centrale de Halton Hills en Ontario.

Le programme d'investissement continuera d'aller de l'avant dans les mois à venir. La centrale électrique de TransCanada située à Coolidge, en Arizona, est achevée à 95 % et la construction du gazoduc de Guadalajara au Mexique est terminée à 70 %. Ces deux projets devraient entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2011.

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

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

- Quatrième trimestre de 2010
 - Résultat comparable de 384 millions de dollars (0,55 \$ par action)
 - BAIIA comparable de 1,0 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation de 812 millions de dollars
- Exercice clos le 31 décembre 2010
 - Résultat comparable de 1,4 milliard de dollars (1,97 \$ par action)
 - BAIIA comparable de 3,9 milliards de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation totalisant 3,3 milliards de dollars
- Projets d'investissement mis en service ou dont la construction est achevée totalisant approximativement 8,5 milliards de dollars
 - Première et deuxième phases, d'un coût de 6,0 milliards de dollars, de l'oléoduc Keystone, y compris le prolongement jusqu'à Cushing
 - Mise en exploitation du pipeline Groundbirch de 155 millions de dollars, qui raccorde le gaz de schiste de Montney dans le nord-est de la Colombie-Britannique au pipeline Bison de 630 millions de dollars US reliant le gaz des Rocheuses aux États-Unis aux marchés
 - Gazoduc de 800 millions de dollars dans le couloir centre-nord
 - Centrale de Halton Hills de 700 millions de dollars
 - Deuxième phase du projet éolien de Kibby de 350 millions de dollars US

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2010 s'est chiffré à 384 millions de dollars (0,55 \$ par action) comparativement à 328 millions de dollars (0,48 \$ par action) pour le trimestre correspondant de 2009. L'accroissement provient principalement de la mise en exploitation de la centrale électrique de Halton Hills en septembre, de la hausse de la capacité disponible à Bruce A, de l'apport supérieur des installations énergétiques aux États-Unis, de la hausse du taux de rendement du capital-actions ordinaire en fonction d'une base tarifaire plus élevée pour le réseau de l'Alberta, des coûts d'aménagement moins élevés pour le projet de gazoduc de l'Alaska et de la diminution des intérêts débiteurs nets découlant des intérêts capitalisés liés au vaste programme de croissance du capital de la société. Ces hausses ont été en partie contrées par la baisse des prix réalisés à Bruce B et aux installations énergétiques de l'Ouest ainsi que par une réduction des produits tirés du stockage de gaz naturel.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires au quatrième trimestre de 2010 s'est établi à 269 millions de dollars (0,39 \$ par action), comparativement au bénéfice net de 381 millions de dollars (0,56 \$ par action) au quatrième trimestre de 2009. Le bénéfice net de 2010 comprenait une provision pour évaluation de 127 millions de dollars (0,18 \$ par action) après les impôts pour les sommes avancées à l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM ») et des gains non réalisés nets découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques. Le bénéfice net de 2009 tenait compte d'un gain de dilution provenant de la réduction de la participation de TransCanada dans PipeLines LP et d'ajustements d'impôts favorables.

Le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2010, à 1,4 milliard de dollars (1,97 \$ par action) se compare au chiffre de 1,3 milliard de dollars (2,03 \$ par action) pour la période correspondante en 2009.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 s'est établi à 1,2 milliard de dollars (1,78 \$ par action), comparativement à 1,4 milliard de dollars (2,11 \$ par action) pour la même période de l'exercice précédent.

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

Oléoducs

- La deuxième phase du réseau d'oléoducs Keystone visant à en porter la capacité nominale à 591 000 b/j et le prolonger jusqu'à Cushing, en Oklahoma, est maintenant en exploitation. Les volumes contractuels des deux premières phases de Keystone (Wood River/Patoka, en Illinois, et Cushing, en Oklahoma) atteignent 530 000 b/j.

TransCanada continue de faire cheminer l'expansion de 500 000 b/j jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Des engagements exécutoires à long terme de 380 000 b/j ont été obtenus. Le processus réglementaire effectué par le Département d'État suit son cours dans un contexte politique davantage conscientisé et l'opposition au projet a été exprimée. Cependant, la société s'attend à recevoir une décision au sujet de l'approbation réglementaire définitive pour le tronçon américain du projet vers milieu ou la fin de 2011. Les approbations des organismes de réglementation pour le tronçon canadien ont déjà été obtenues.

Le coût en capital total du réseau d'oléoducs Keystone est évalué à environ 13 milliards de dollars US. L'estimation révisée du coût en capital tient compte de la conversion des devises, des coûts supérieurs aux prévisions pour l'achèvement des deux premières phases du projet et de la hausse du coût estimatif pour mener à bien l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique en raison de la redéfinition de la portée du projet, de l'évolution des exigences réglementaires et des retards pour l'obtention des permis.

Au 31 décembre 2010, un montant de 7,4 milliards de dollars US avait été investi, y compris 1,4 milliard de dollars US relativement à l'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Le solde de ce montant, soit 5,6 milliards de dollars US, dont une tranche de 1,2 milliard de dollars US a déjà été engagée, devrait être investi d'ici à la date de mise en service de l'expansion, prévue pour 2013.

L'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique jouera un rôle de premier plan pour relier une source fiable et croissante d'approvisionnement brut de l'Ouest canadien et du bassin Williston aux États-Unis aux plus importants marchés de raffinage aux États-Unis.

Des appels de soumissions fructueux dans le cadre des projets Marketlink de Bakken et de Cushing ont pris fin en janvier 2011. Le projet Marketlink de Bakken prévoit la livraison de pétrole brut des États-Unis de Baker, au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, au moyen des canalisations qui font partie du projet d'expansion de Keystone jusqu'à la côte du golfe du Mexique. Des contrats fermes, pour une durée déterminée, ont été signés pour un total de 65 000 b/j.

TransCanada a reçu suffisamment d'engagements contractuels pour aller de l'avant avec le projet Marketlink de Cushing, qui permettra de livrer 150 000 b/j de pétrole brut des États-Unis de Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Cumulée à celle du projet Marketlink de Bakken, la capacité pipelinière de livraison pour ces deux projets atteindra 250 000 b/j pour le transport du pétrole brut des États-Unis vers les marchés.

Gazoducs :

- L'expédition du gaz naturel provenant du pipeline Groundbirch de 155 millions de dollars a débuté à la fin de décembre 2010. Le gazoduc Groundbirch, d'une longueur de 77 kilomètres (« km ») (48 milles) et d'un diamètre de 36 pouces, prolongera le réseau de l'Alberta jusqu'au nord-est de la Colombie-Britannique et raccordera les approvisionnements gaziers de la formation schisteuse de Montney. Des contrats de transport garanti qui atteindront 1,24 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») d'ici 2014 ont été obtenus pour le pipeline Groundbirch.

L'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a approuvé le projet de pipeline de Horn River à la fin de janvier 2011. Ce projet de 310 millions de dollars devrait entrer en exploitation au début du deuxième trimestre de 2012 et les engagements de volumes contractuels de gaz devraient atteindre 634 millions de pieds cubes par jour (« Mpi³/j ») d'ici 2014.

Des nouvelles demandes de service de transport de gaz naturel continuent d'être reçues pour le raccordement du gaz naturel du nord-ouest de l'Alberta et du nord-est de la Colombie-Britannique. Ces demandes additionnelles devraient créer un besoin pour de nouveaux prolongements et expansions du réseau de l'Alberta.

- Le gazoduc Bison de 630 millions de dollars US est entré en exploitation en janvier 2011. Les contrats de longue durée associés à ce pipeline de 487 km (303 milles) qui s'étendra de Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au réseau pipelinier de Northern Border, dans le Dakota du Nord vers les marchés nord-américains, représentent 407 Mpi³/j.
- La construction du gazoduc de Guadalajara était achevée à 70 % au 31 décembre 2010. Ce gazoduc de 360 millions de dollars US devrait entrer en exploitation vers le milieu de 2011. D'une longueur de 305 km (190 milles), il aura la capacité de transporter 500 Mpi³/j, dans des conduites de 24 et 30 pouces de diamètre, depuis Manzanillo jusqu'à Guadalajara, la deuxième plus grande ville du Mexique.
- TransCanada a déposé une demande auprès de l'Office national de l'énergie, à la fin de janvier 2011, en vue d'obtenir l'approbation des droits provisoires révisés pour le réseau principal au Canada à compter du 1^{er} mars 2011. La demande de droits provisoires initiale a été rejetée par l'ONÉ en décembre 2010. Les droits provisoires révisés sont conformes au règlement existant conclu avec les clients pour la période allant de 2007 à 2011.

La société poursuit ses discussions avec les expéditeurs et les autres parties prenantes en vue de conclure des ententes à long terme visant à accroître l'avantage concurrentiel du réseau principal au Canada et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.

- TransCanada a procédé à deux appels de soumissions fructueux dans le but de transporter le gaz naturel de la formation schisteuse de Marcellus sur le réseau principal au Canada. Des contrats prévoyant le transport de 230 000 gigajoules par jour de gaz naturel jusqu'aux marchés de l'est du Canada ont été signés avec les expéditeurs.
- Les membres de l'équipe du projet de gazoduc de l'Alaska continuent de travailler avec les expéditeurs afin de résoudre les conditions stipulées dans les soumissions reçues dans le cadre des appels de soumissions liées au projet pour lesquelles ils exercent un contrôle. De nombreuses soumissions conditionnelles de la part de sociétés importantes du secteur et d'autres intéressés ont été reçues, et les volumes visés sont considérables.
- Les promoteurs du gazoduc de la vallée du Mackenzie continuent de poursuivre leurs démarches en vue d'obtenir les approbations réglementaires requises pour le projet et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. En décembre 2010, l'ONÉ a rendu sa décision et a donné son approbation à la demande de certificat de commodité et de nécessité publiques pour le projet. L'approbation contenait 264 conditions, notamment l'exigence de déposer une évaluation des coûts révisés et de faire part de la décision relative à la construction d'ici la fin de 2013. De plus, la construction doit débuter avant le 31 décembre 2015.

Néanmoins, l'incertitude persiste quant à la structure commerciale finale et au cadre fiscal du projet ainsi qu'au calendrier du projet et à la possibilité de remboursement des sommes avancées par la société à l'APG, de même qu'à la date de ce remboursement. Par conséquent, au 31 décembre 2010, TransCanada a constaté une provision pour évaluation de 146 millions de dollars au titre du prêt à l'APG. Toute avance à l'APG à l'avenir, dans le cadre du progrès réalisé au titre du GVM, sera passée en charges.

TransCanada maintient son engagement à mener le projet de l'avant.

Énergie :

- La construction de la centrale de Coolidge de 575 MW était achevée à environ 95 % au 31 décembre 2010, et la mise en service était terminée à environ 80 %. Cette centrale de 500 millions de dollars US devrait être mise en service au deuxième trimestre de 2011. Toute l'électricité qu'elle produira sera vendue à Salt River Project aux termes de la convention d'achat d'électricité de 20 ans.
- La deuxième phase du projet éolien de Kibby a été mise en service le 26 octobre 2010. Cette phase comprenait l'installation de 22 nouvelles éoliennes. Ce projet en deux étapes, de 350 millions de dollars US, produira au total 132 MW d'énergie renouvelable propre pour l'État du Maine, soit un volume suffisant pour alimenter environ 50 000 foyers. La première phase du projet, qui comprenait 22 éoliennes, a commencé à produire de l'électricité à l'automne 2009.
- La construction se poursuit dans le cadre du projet en cinq phases de 590 MW de Cartier énergie éolienne au Québec. Le projet de Montagne-Sèche et la première phase du projet de parc éolien de Gros-Morne devraient être en exploitation en décembre 2011. La deuxième phase du projet de Gros-Morne devrait être en exploitation en décembre 2012. Il s'agit des quatrième et cinquième parcs éoliens en cours d'aménagement au Québec par Cartier énergie éolienne, qui appartient à 62 % à TransCanada. Toute l'électricité produite par Cartier énergie éolienne est vendue à Hydro-Québec aux termes d'une convention d'achat d'électricité de 20 ans.
- Une étape importante a été franchie en décembre 2010 en vue de la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de Bruce Power. Énergie atomique du Canada a achevé une partie substantielle de ses travaux au réacteur 2 et devrait terminer les travaux pour le réacteur 1 d'ici le deuxième trimestre de 2011 tel que prévu.

Sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires requises, Bruce Power prévoit charger le combustible dans le réacteur 2 au deuxième trimestre de 2011, atteindre la synchronisation avec le réseau électrique d'ici la fin de 2011, et entrer en exploitation au premier trimestre de 2012. Le combustible dans le réacteur 1 devrait être chargé au troisième trimestre de 2011, la première synchronisation de la génératrice devrait être réalisée au premier trimestre de 2012, et l'exploitation commerciale est prévue pour le troisième trimestre de 2012. La quote-part de TransCanada du coût en capital total prévu est de 2,4 milliards de dollars.

- Le 8 février 2011, TransCanada a reçu de TransAlta Corporation (« TransAlta ») un avis aux termes de la convention d'achat d'électricité (« CAE ») de Sundance A l'informant que TransAlta avait déterminé que les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance ne peuvent pas être réparés, remplacés, reconstruits ou remis à neuf de façon rentable et que TransAlta cherchait par conséquent à mettre fin à la CAE à cet égard. TransCanada n'a reçu aucun renseignement qui lui permettrait de valider la décision de TransAlta quant au fait que les groupes électrogènes ne peuvent être remis en état de façon rentable.

TransCanada dispose de dix jours ouvrables depuis la date de l'avis de TransAlta pour accepter ou contester la décision de TransAlta préconisant que les groupes électrogènes 1 et 2 ne peuvent être réparés, remplacés, reconstruits ou remis à neuf de façon rentable. TransCanada évaluera toute information communiquée par TransAlta au cours de cette période de dix jours. Si TransCanada conteste la décision de TransAlta, cette question sera résolue au moyen de la procédure de résolution des conflits aux termes de la CAE.

En décembre 2010, les groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance ont été mis hors service pour être soumis à des tests. En janvier 2011, ces mêmes groupes ont fait l'objet d'un cas de force majeure invoqué par TransAlta aux termes de la CAE. TransCanada n'a pas obtenu suffisamment d'information pour évaluer le cas de force majeure invoqué par TransAlta et la société a par conséquent constaté les produits tirés de la CAE comme s'il s'agissait d'un arrêt d'exploitation normal.

Siège social :

- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2011, un dividende trimestriel de 0,42 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Le montant trimestriel correspond à 1,68 \$ par action ordinaire sur une base annualisée et représente une augmentation de 5 % par rapport au dernier dividende.
- 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 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 2010. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de la haute direction de TransCanada, s'entreprendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société, notamment son programme d'investissement de 20 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 2010.

Date :

Le mardi le 15 février 2011

Heure :

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

Pour participer :

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 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 conférence sera transmise en direct à www.transcanada.com.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HNE), le 22 février 2011; il suffira de composer 800.408.3053 ou le 905.694.9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 2263263#.

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 nord-américains de stockage de gaz naturel et de services connexes 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 10 800 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage l'un des plus importants réseaux 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

Renseignements aux médias : Terry Cunha/Shawn Howard 403.920.7859
800.608.7859

Renseignements aux analystes : David Moneta/Terry Hook/Lee Evans 403.920.7911
800.361.6522

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre de 2010

Résultats d'exploitation

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits	2 057	1 986	8 064	8 181
BAIIA comparable⁽¹⁾	1 005	965	3 941	4 107
Bénéfice net	283	387	1 272	1 380
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	269	381	1 227	1 374
Résultat comparable⁽¹⁾	384	328	1 361	1 325
Flux de trésorerie				
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	812	850	3 331	3 080
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	22	(217)	(249)	(90)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	834	633	3 082	2 990
Dépenses en immobilisations	1 471	1 474	5 036	5 417
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	-	-	-	902

Données sur les actions ordinaires

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net par action – de base	0,39 \$	0,56 \$	1,78 \$	2,11 \$
Résultat comparable par action⁽¹⁾	0,55 \$	0,48 \$	1,97 \$	2,03 \$
Dividendes déclarés par action	0,40 \$	0,38 \$	1,60 \$	1,52 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)				
Moyenne de la période	695	683	691	652
Fin de la période	696	684	696	684

⁽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 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 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 (y compris les dates prévues de construction et d'achèvement), 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 TransCanada, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les processus réglementaires et les 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 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 et il est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et pour mieux évaluer les tendances dans les actifs individuels. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, des participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées. Le BAI est une mesure du bénéfice tiré des activités poursuivies de la société et il est généralement utilisé pour mieux mesurer le rendement et évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, des participations sans contrôle ainsi que des dividendes sur les actions privilégiées.

Le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAI comparable comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, le BAIIA et le BAI ajustés en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant la période visée. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable, du BAIIA comparable et du BAI comparable, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et ajustements d'impôts sur le bénéfice, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites, des réductions de valeur d'actifs et d'investissements ainsi que certains ajustements de la juste valeur liés aux activités de gestion des risques. Le tableau figurant sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent communiqué fait état du rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAI comparable et du BAI avec 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 aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation et permet à la direction de mieux mesurer les flux de trésorerie consolidés liés à l'exploitation, sans compter les fluctuations des soldes du fonds de roulement qui peuvent ne pas être nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes de la même période. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation est présenté dans le tableau « Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre de 2010 » figurant dans le présent communiqué.

Résultats d'exploitation consolidés

Rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAII comparable et du BAII avec le bénéfice net

Pour les trimestres clos les 31 décembre
(non audité)(en millions de dollars,
sauf les montants par action)

	Gazoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
BAIIA comparable⁽¹⁾	737	745	301	248	(33)	(28)	1 005	965
Amortissement	(241)	(257)	(103)	(86)	-	-	(344)	(343)
BAII comparable⁽¹⁾	496	488	198	162	(33)	(28)	661	622
Postes particuliers :								
Provision pour évaluation du GVM	(146)	-	-	-	-	-	(146)	-
Activités de gestion des risques	-	-	22	7	-	-	22	7
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP	-	29	-	-	-	-	-	29
BAII⁽¹⁾	350	517	220	169	(33)	(28)	537	658
Intérêts débiteurs							(173)	(184)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(15)	(17)
Intérêts créditeurs et autres							61	22
Impôts sur le bénéfice							(94)	(67)
Participations sans contrôle							(33)	(25)
Bénéfice net							283	387
Dividendes sur les actions privilégiées							(14)	(6)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							269	381
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :								
Provision pour évaluation du GVM							127	-
Activités de gestion des risques							(12)	(5)
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP							-	(18)
Ajustements d'impôts							-	(30)
Résultat comparable⁽¹⁾							384	328

(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, le BAII, le résultat comparable et le résultat comparable par action.

(2) Pour les exercices clos les 31 décembre
(non audité)

	2010	2009
Résultat comparable par action⁽¹⁾	0,55 \$	0,48 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Provision pour évaluation du GVM	(0,18)	-
Activités de gestion des risques	0,02	0,01
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP	-	0,03
Ajustements d'impôts	-	0,04
Bénéfice net par action	0,39 \$	0,56 \$

Pour les exercices clos les 31 décembre
(non audité)(en millions de
dollars,
sauf les montants par action)

	Gazoducs		Énergie		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
BAIIA comparable⁽¹⁾	2 915	3 093	1 125	1 131	(99)	(117)	3 941	4 107
Amortissement	(977)	(1 030)	(377)	(347)	-	-	(1 354)	(1 377)
BAII comparable⁽¹⁾	1 938	2 063	748	784	(99)	(117)	2 587	2 730
Postes particuliers :								
Provision pour évaluation du GVM	(146)	-	-	-	-	-	(146)	-
Activités de gestion des risques	-	-	(8)	1	-	-	(8)	1
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP	-	29	-	-	-	-	-	(29)
BAII⁽¹⁾	1 792	2 092	740	785	(99)	(117)	2 433	2 760
Intérêts débiteurs							(701)	(954)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(59)	(64)
Intérêts créditeurs et autres							94	121
Impôts sur le bénéfice							(380)	(387)
Participations sans contrôle							(115)	(96)
Bénéfice net							1 272	1 380
Dividendes sur les actions privilégiées							(45)	(6)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 227	1 374
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :								
Provision pour évaluation du GVM							127	-
Activités de gestion des risques							7	(1)
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP							-	(18)
Ajustements d'impôts							-	(30)
Résultat comparable⁽¹⁾							1 361	1 325

(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, le BAII, le résultat comparable et le résultat comparable par action.

(2) Pour les exercices clos les 31 décembre
(non audité)

	2010	2009
Résultat comparable par action⁽¹⁾	1,97 \$	2,03 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Provision pour évaluation du GVM	(0,18)	-
Activités de gestion des risques	(0,01)	-
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP	-	0,03
Ajustements d'impôts	-	0,05
Bénéfice net par action	1,78 \$	2,11 \$

Au quatrième trimestre de 2010, le bénéfice net de TransCanada s'est chiffré à 283 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 269 millions de dollars (0,39 \$ par action), comparativement aux chiffres de respectivement 387 millions de dollars et 381 millions de dollars (0,56 \$ par action) inscrit au quatrième trimestre de 2009.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2010 s'est établi à 384 millions de dollars (0,55 \$ par action), comparativement à 328 millions de dollars (0,48 \$ par action) pour la période correspondante de 2009. Le résultat comparable au quatrième trimestre de 2010 ne tient pas compte d'une provision pour évaluation de 127 millions de dollars après les impôts (146 millions de dollars avant les impôts)

pour les montants avancés à l'APG pour le GVM, ainsi que des gains non réalisés nets de 12 millions de dollars après les impôts (22 millions de dollars avant les impôts) (gains de 5 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) en 2009) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2009 ne tenait pas compte non plus des ajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars à la suite de la réduction des taux d'imposition des sociétés en Ontario et d'un gain de dilution après les impôts de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) découlant de la participation réduite de TransCanada dans PipeLines LP à la suite d'un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP au quatrième trimestre de 2009.

Le résultat comparable s'est accru de 56 millions de dollars (0,07 \$ par action) au quatrième trimestre de 2010, comparativement à la période correspondante de 2009 et tenait compte de ce qui suit :

- la progression du BAII comparable de l'entreprise des gazoducs, qui est principalement attribuable aux frais inférieurs d'expansion des affaires, à l'accroissement des résultats du réseau de l'Alberta à la suite du règlement sur les besoins en produits, à la hausse des produits de Northern Border et à la baisse de l'amortissement pour Great Lakes, contrée en partie par le repli des produits du réseau principal au Canada et du réseau de l'Alberta en raison des montants recouverts selon la méthode d'imputation à l'exercice;
- la hausse du BAII comparable supérieur du secteur de l'énergie surtout en raison de la production supérieure d'électricité à Bruce A, de la hausse des produits tirés de la capacité, des volumes des ventes et des prix réalisés pour les installations énergétiques aux États-Unis ainsi que du résultat supplémentaire provenant du démarrage de Halton Hills, centrale mise en service en septembre 2010, atténuée en partie par la réduction de la charge de location de Bruce B en 2009, le recul des prix réalisés pour l'électricité par les installations énergétiques de l'Ouest et Bruce B, et la diminution des produits tirés du stockage exclusif et du stockage auprès de tiers pour le stockage de gaz naturel;
- les pertes accrues au titre du BAII comparable du secteur du siège social, découlant surtout de la hausse des frais de soutien et autres coûts du secteur du siège social;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à l'accroissement des intérêts capitalisés relatifs à Keystone et à d'autres projets d'investissement et à l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US, atténuée en partie par l'accroissement des intérêts débiteurs dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt en 2010;
- la hausse des intérêts créditeurs et autres, reflétant des gains supérieurs au quatrième trimestre de 2010 comparativement au quatrième trimestre de 2009 découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2010, en raison des ajustements d'impôts sur le bénéfice positifs qui ont réduit les impôts sur le bénéfice au quatrième trimestre de 2009, contrée en partie par un recul du résultat avant les impôts au quatrième trimestre de 2010;
- la hausse des dividendes constatés sur les actions privilégiées émises en 2010.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, le bénéfice net s'est chiffré à 1 272 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1 227 millions de dollars (1,78 \$ par action), comparativement aux chiffres de respectivement 1 380 millions de dollars et 1 374 millions de dollars (2,11 \$ par action) en 2009.

En 2010, le résultat comparable était de 1 361 millions de dollars (1,97 \$ par action), comparativement à 1 325 millions de dollars (2,03 \$ par action) en 2009. Le résultat comparable en 2010 ne tenait pas compte d'une provision pour évaluation de 127 millions de dollars après les impôts (146 millions de dollars avant les impôts) pour les montants avancés à l'APG pour le GVM, ainsi que les pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars après les impôts (8 millions de dollars avant les impôts) (gains de 1 million de dollars après les impôts (1 million de dollars avant les impôts) en 2009) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques. Le résultat comparable de 2009 ne tenait pas compte non plus des ajustements d'impôts sur le bénéfice favorables de 30 millions de dollars et du gain de dilution après les impôts de 18 millions de dollars (29 millions de dollars avant les impôts) attribuable à la participation réduite de TransCanada dans PipeLines LP.

Le résultat comparable s'est accru de 36 millions de dollars et a diminué de 0,06 \$ par action en 2010, comparativement à 2009. La croissance du résultat comparable s'explique par ce qui suit :

- le BAII comparable moindre du secteur des gazoducs en raison surtout de l'influence négative en 2010 du fléchissement du dollar US sur l'exploitation des gazoducs aux États-Unis, une baisse des produits sur le réseau principal au Canada découlant des montants réduits recouverts selon la méthode d'imputation à l'exercice, et les produits inférieurs pour Great Lakes; ces réductions ont été en partie atténuées par la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, une diminution de la dotation aux amortissements due en grande partie à Great Lakes, une hausse des produits pour Northern Border et l'accroissement des résultats découlant du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta;
- le BAII comparable moindre du secteur de l'énergie en raison surtout de la baisse des prix réalisés de l'électricité aux installations énergétiques de l'Ouest et à Bruce B et du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel, facteurs atténués en partie par l'accroissement des produits tirés de la capacité à Ravenswood et le résultat supplémentaire découlant de la mise en exploitation de Halton Hills, de Portlands Energy et du projet éolien de Kibby;
- le recul de la perte au titre du BAII comparable du secteur du siège social, attribuable avant tout à la baisse des frais de soutien et autres coûts du secteur du siège social;
- la diminution des intérêts débiteurs provenant principalement de l'accroissement des intérêts capitalisés relatifs à Keystone et à d'autres projets d'investissement, de l'incidence favorable de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts débiteurs libellés en dollars US et l'échéance de titres d'emprunt canadiens, enrayée partiellement par les intérêts débiteurs attribuables aux émissions de titres d'emprunt à long terme en 2010, et par les pertes accrues découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt auquel est exposée la société;
- la baisse des intérêts créditeurs et autres, en raison de l'incidence positive plus élevée en 2009 qu'en 2010 du fléchissement du dollar US sur les soldes du fonds de roulement libellés en dollars US au cours de l'exercice;

- le recul des impôts sur le bénéfice compte tenu de la régression du résultat avant les impôts en 2010, annulé en partie par des ajustements d'impôts positifs constatés en 2009;
- une hausse des participations sans contrôle compte tenu du résultat accru de PipeLines LP;
- l'accroissement des dividendes constatés sur les actions privilégiées émises en 2010 et au troisième trimestre de 2009.

Le bénéfice net par action et le résultat comparable par action en 2010 ont diminué en raison d'une hausse de 6 % du nombre moyen d'actions ordinaires en circulation, comparativement à 2009, à la suite de l'émission, par la société, de 58,4 millions d'actions ordinaires au deuxième trimestre de 2009 et de son régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions.

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur le BAI des entreprises des gazoducs et de l'énergie aux États-Unis est en partie enrayée par les intérêts débiteurs libellés en dollars US. L'exposition nette qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire davantage l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change du dollar US.

Les résultats de chaque secteur pour le quatrième trimestre de 2010 sont présentés sous les rubriques « Gazoducs », « Énergie » et « Autres postes de l'état des résultats » du présent communiqué.

Gazoducs

Le BAI comparable du secteur des gazoducs s'est chiffré à 496 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, comparativement à 488 millions de dollars pour la même période en 2009. Le BAI comparable en 2010 ne tenait pas compte de la provision pour évaluation avant les impôts de 146 millions de dollars au titre des montants avancés à l'APG relativement au GVM. Le BAI comparable en 2009 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 gazoducs

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	269	282	1 054	1 133
Réseau de l'Alberta	194	193	742	728
Foothills	33	32	135	132
Autres (TQM, Ventures LP)	11	15	50	59
BAlIA comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	507	522	1 981	2 052
Amortissement	(180)	(183)	(715)	(714)
BAlI comparable des gazoducs au Canada⁽¹⁾	327	339	1 266	1 338
Gazoducs aux États-Unis (en dollars US)				
ANR	76	79	314	300
GTN ⁽²⁾	45	41	171	170
Great Lakes ⁽³⁾	26	28	109	120
PipeLines LP ⁽²⁾⁽⁴⁾	26	23	99	90
Iroquois	16	16	67	68
Portland ⁽⁵⁾	10	8	22	22
International (Tamazunchale, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY)	8	12	42	52
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁶⁾	(6)	-	(31)	(17)
Participations sans contrôle ⁽⁷⁾	48	39	173	153
BAlIA comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	249	246	966	958
Amortissement	(61)	(69)	(256)	(276)
BAlI comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾	188	177	710	682
Change	2	8	24	105
BAlI comparable des gazoducs aux États-Unis⁽¹⁾ (en dollars CA)	190	185	734	787
BAlIA et BAlI comparables de l'expansion des affaires du secteur des gazoducs⁽¹⁾	(21)	(36)	(62)	(62)
BAlI comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	496	488	1 938	2 063
Sommaire :				
BAlIA comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	737	745	2 915	3 093
Amortissement	(241)	(257)	(977)	(1 030)
BAlI comparable du secteur des gazoducs⁽¹⁾	496	488	1 938	2 063
Postes particuliers :				
Provision pour évaluation du GVM ⁽⁸⁾	(146)	-	(146)	-
Gain de dilution découlant de la participation réduite dans PipeLines LP ⁽⁴⁾⁽⁹⁾	-	29	-	29
BAlI du secteur des gazoducs⁽¹⁾	350	517	1 792	2 092

(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 et le BAlI.

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

(3) Ces données représentent la participation directe de 53,6 % de la société.

(4) 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^{er} juillet 2009 au 17 novembre 2009, la participation de TransCanada dans PipeLines LP était de 42,6 %. Du 1^{er} janvier 2009 au 30 juin 2009, la participation de TransCanada dans PipeLines LP était de 32,1 %.

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

- (6) Ces données représentent les frais généraux et frais d'administration et de soutien liés à certains pipelines de la société, y compris 7 millions de dollars et 17 millions de dollars respectivement pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 pour le démarrage de Keystone.
- (7) Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable pour les parties de PipeLines LP et de Portland n'appartenant pas à TransCanada.
- (8) La société a constaté une provision pour évaluation de 146 millions de dollars pour les montants avancés à l'APG pour le GVM. Il y a lieu de ce reporter ci-dessous pour un complément d'information.
- (9) En raison de l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP au quatrième trimestre de 2009 dans le cadre d'un appel public à l'épargne, la participation de la société a été ramenée à 42,6 % à 38,2 % dans PipeLines LP et la société a réalisé un gain de dilution de 29 millions de dollars.

Bénéfice net des gazoducs détenus en propriété exclusive au Canada

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Réseau principal au Canada	71	72	267	273
Réseau de l'Alberta	53	45	198	168
Foothills	7	5	27	23

Gazoducs au Canada

Le bénéfice net du réseau principal au Canada au quatrième trimestre de 2010 a diminué de 1 million de dollars pour s'établir à 71 millions de dollars, alors qu'il avait été de 72 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. Au quatrième trimestre de 2010, le bénéfice net tenait compte du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») inférieur de 8,52 % contre 8,57 % en 2009, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et d'une base tarifaire moyenne moindre, recul annulé en partie par des revenus incitatifs supérieurs.

Pour le quatrième trimestre de 2010, le BAIIA comparable du réseau principal au Canada, soit 269 millions de dollars, a diminué de 13 millions de dollars par rapport au chiffre de 282 millions de dollars pour la période correspondante de 2009, et ce, surtout en raison des produits inférieurs découlant des impôts sur le bénéfice moindres et des charges financières moins élevées prévus dans les droits de 2010, qui sont recouverts selon la méthode d'imputation à l'exercice et n'influent pas sur le bénéfice net. L'amointrissement des charges financières s'explique avant tout par l'échéance, en 2009 et au début de 2010, de titres d'emprunt assortis d'un coût plus élevé.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta a été de 53 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010 et il s'est accru de 8 millions de dollars comparativement au trimestre correspondant de 2009. Le bénéfice net au quatrième trimestre de 2010 reflète un RCA de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % et une base tarifaire moyenne plus élevée découlant du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012, facteurs annulés en partie par le recul des revenus incitatifs.

Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 194 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, alors qu'il avait été de 193 millions de dollars pour la période correspondante de 2009. Le BAIIA comparable du quatrième trimestre de 2010 tient compte d'un RCA de 9,70 % sur le capital-actions ordinaire réputé de 40 % et de la hausse de la base tarifaire moyenne découlant du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour la période allant de 2010 à 2012, facteurs contrés en partie par des produits inférieurs à la suite de charges financières moindres qui sont recouverts selon la méthode d'imputation à l'exercice et des revenus incitatifs moins élevés comparativement à 2009.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable provenant de Foothills au quatrième trimestre de 2010 se sont accrus de respectivement 2 millions de dollars et de 1 million de dollars, comparativement à 2009. Ces hausses s'expliquent avant tout par le règlement conclu en 2010 au sujet de Foothills, qui établit un taux de rendement de 9,70 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 40 % pour la période allant de 2010 à 2012. Les résultats de 2009 découlaient de la formule de l'ONÉ fondée sur un rendement de 8,57 %, en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 36 %.

Le BAIIA comparable pour les autres gazoducs canadiens au quatrième trimestre de 2010, à 11 millions de dollars, se compare à 15 millions de dollars pour la même période en 2009. La baisse au quatrième trimestre de 2010 est essentiellement attribuable à un ajustement du coût du capital de TQM en 2009.

Gazoducs aux États-Unis

Pour le quatrième trimestre de 2010, le BAIIA comparable d'ANR s'est établi à 76 millions de dollars US, par rapport aux 79 millions de dollars US enregistrés pour la période correspondante de 2009. Le recul est principalement imputable aux produits de vente de transport et de stockage moins élevés découlant des stocks régionaux supérieurs et de l'approvisionnement d'appoint provenant de la côte américaine du golfe du Mexique, qui ont influé négativement sur les tarifs de transport et la demande pour le gaz naturel.

Le BAIIA comparable de GTN au quatrième trimestre de 2010 a atteint 45 millions de dollars US, comparativement à 41 millions de dollars US pour la période correspondante de 2009. Cette hausse au quatrième trimestre de 2010 s'explique avant tout par le produit supplémentaire constaté en 2010 dans le cadre des ententes de 2005 relatives aux distributions à la suite de la faillite de Calpine et des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration moindres, contrée en partie par la radiation, en 2010, des coûts liés à l'échec du projet des systèmes d'information.

Le BAIIA comparable pour le reste des gazoducs aux États-Unis au quatrième trimestre de 2010 s'est établi à 128 millions de dollars US, alors qu'il avait été de 126 millions de dollars US pour la même période en 2009. La hausse était surtout due à l'incidence favorable sur le résultat de PipeLines LP des produits supérieurs découlant de Northern Border, annulée en partie par des produits moins élevés de Great Lakes. Les gazoducs aux États-Unis ont également subi le contrecoup de la hausse des frais généraux et des frais d'administration et de soutien liés principalement au démarrage de Keystone.

Amortissement

L'amortissement des gazoducs a diminué de 16 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, comparativement à la période correspondante en 2009, en raison principalement du taux d'amortissement moindre de Great Lakes conformément au règlement tarifaire et de l'incidence d'un dollar US moins fort.

Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires dans le secteur des gazoducs, les pertes au titre du BAIIA comparable ont diminué de 15 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010 comparativement à la même période en 2009, surtout à cause de la régression des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska. L'État de l'Alaska a remboursé jusqu'à 50 % des coûts admissibles engagés avant la fin du premier appel de soumissions exécutoires le 30 juillet 2010. À partir du 31 juillet 2010, l'État a commencé à rembourser jusqu'à 90 % des coûts admissibles. Les frais imputables au projet ainsi que les remboursements sont partagés proportionnellement avec

ExxonMobil, l'associé de TransCanada dans la coentreprise d'aménagement du projet de gazoduc de l'Alaska.

Données sur l'exploitation

Exercices clos les 31 décembre (<i>non audité</i>)	Réseau principal au Canada ⁽¹⁾		Réseau de l'Alberta ⁽²⁾		Foothills		ANR ⁽³⁾		GTN ⁽³⁾	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	6 466	6 531	4 989	4 756	655	705	s.o	s.o	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)										
Total	1 666	2 030	3 447	3 538	1 446	1 205	1 589	1 575	802	797
Moyenne quotidienne	4,6	5,6	9,4	9,7	4,0	3,3	4,4	4,3	2,2	2,2

(1) Les volumes de livraison du réseau principal au Canada indiqués tiennent compte des livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, les réceptions du réseau principal au Canada en provenance de la frontière albertaine et de la Saskatchewan ont totalisé 1 228 milliards de pieds cubes (Gpi³) (1 579 Gpi³ en 2009) pour une moyenne quotidienne de 3,4 Gpi³ (4,3 Gpi³ en 2009).

(2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 3 471 Gpi³ pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (3 550 Gpi³ en 2009) pour une moyenne quotidienne de 9,5 Gpi³ (9,7 Gpi³ en 2009).

(3) La base tarifaire moyenne n'influe pas sur les résultats d'ANR et de GTN puisque ces réseaux sont exploités conformément à des modèles à tarification fixe approuvés par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis.

Énergie

Le BAI comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 198 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, comparativement à celui de 162 millions de dollars inscrits au quatrième trimestre de 2009. Le BAI comparable du quatrième trimestre de 2010 et de 2009 ne tient pas compte de gains non réalisés nets, avant les impôts, de respectivement 22 millions de dollars et 7 millions de dollars découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et de certaines activités de gestion des risques. Pour gérer son entreprise de stockage de gaz naturel exclusif, 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 ajustements de la juste valeur sont constatés au cours de chaque période pour les stocks de gaz naturel exclusif et les contrats à terme, mais ces ajustements ne sont pas représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement. Les activités des installations énergétiques aux États-Unis portent principalement sur la vente d'électricité à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel aux termes de contrats à court et à long terme et ces installations gèrent l'exposition aux fluctuations des prix sur le marché au comptant pour ces ventes d'électricité par l'achat d'électricité ou l'achat de combustible pour produire l'électricité à même leurs actifs, ce qui par le fait même leur garantit des marges positives. Ces contrats pour le stockage de gaz naturel et les installations énergétiques aux États-Unis constituent des instruments de couverture économique efficaces pour garantir une marge positive, mais ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Ils sont par conséquent inscrits à leur juste valeur compte tenu des prix du marché à terme pour le mois de livraison prévu aux termes des contrats. Ils sont exclus du calcul du résultat comparable parce que leur juste valeur n'est pas représentative des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Résultats du secteur de l'énergie

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	48	61	220	279
Installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾	77	56	231	220
Bruce Power	99	70	298	352
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(11)	(38)	(39)
BAlIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽²⁾	215	176	711	812
Amortissement	(63)	(59)	(242)	(227)
BAlI comparable des installations énergétiques au Canada⁽²⁾	152	117	469	585
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
Installations énergétiques du Nord-Est ⁽³⁾	67	38	335	210
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(8)	(10)	(32)	(40)
BAlIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾	59	28	303	170
Amortissement	(36)	(28)	(116)	(92)
BAlI comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾	23	-	187	78
Change	1	-	7	8
BAlI comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾ (en dollars CA)	24	-	194	86
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta	39	51	140	173
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(2)	(8)	(9)
BAlIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽²⁾	37	49	132	164
Amortissement	(4)	2	(15)	(14)
BAlI comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽²⁾	33	51	117	150
BAlIA et BAlI comparables de l'expansion des affaires⁽²⁾	(11)	(6)	(32)	(37)
BAlI comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	198	162	748	784
Sommaire :				
BAlIA comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	301	248	1 125	1 131
Amortissement	(103)	(86)	(377)	(347)
BAlI comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	198	162	748	784
Postes particuliers :				
Activités de gestion des risques	22	7	(8)	1
BAlI du secteur de l'énergie⁽²⁾	220	169	740	785

(1) Comprend Halton Hills et Portlands Energy depuis respectivement septembre 2010 et avril 2009.

(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 BAlIA comparable, le BAlI comparable et le BAlI.

- (3) Comprend les installations de la première et de la deuxième phases du projet éolien de Kibby à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'octobre 2010.

Installations énergétiques au Canada

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

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	180	203	714	788
Installations énergétiques de l'Est	113	72	330	281
Autres ⁽³⁾	20	25	84	86
	313	300	1 128	1 155
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(117)	(124)	(431)	(451)
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	(2)	(7)	(26)	(26)
	(119)	(131)	(457)	(477)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(69)	(52)	(220)	(179)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(11)	(38)	(39)
BAlIA comparable⁽¹⁾	116	106	413	460
Amortissement	(39)	(36)	(140)	(138)
BAlI comparable⁽¹⁾	77	70	273	322

- (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 et le BAlI comparable.

- (2) Comprend Halton Hills et Portlands Energy depuis respectivement septembre 2010 et avril 2009.

- (3) Comprend les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et de noir de carbone thermique. Depuis le 1^{er} janvier 2010, l'incidence nette des instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente de gaz naturel aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est est présentée en tant que montant net dans les autres produits. Les résultats comparatifs pour 2009 tiennent compte des montants sortis des autres achats de produits de base revendus et reclassés dans les autres produits.

- (4) Comprend le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre d'exploitation.

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

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	622	616	2 373	2 334
Installations énergétiques de l'Est	874	469	2 359	1 550
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	3 030	2 878	10 785	10 603
Autres achats	118	109	429	529
	4 644	4 072	15 946	15 016
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 843	2 780	10 211	9 944
Installations énergétiques de l'Est	875	471	2 375	1 588
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	926	821	3 360	3 484
	4 644	4 072	15 946	15 016
Capacité disponible des centrales⁽²⁾				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽³⁾	96 %	99 %	95 %	93 %
Installations énergétiques de l'Est ⁽⁴⁾	92 %	96 %	94 %	97 %

(1) Comprend Halton Hills et Portlands Energy depuis respectivement septembre 2010 et avril 2009.

(2) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

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

(4) Bécancour ne fait pas partie du calcul de la capacité disponible car la production d'électricité est suspendue depuis 2008.

Au quatrième trimestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 48 millions de dollars et les produits des ventes d'électricité se sont chiffrés à 180 millions de dollars, soit respectivement 13 millions de dollars et 23 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits pour la même période en 2009. Ce recul découle surtout de la baisse des prix réalisés pour l'électricité dans leur ensemble. Les prix contractuels au quatrième trimestre de 2010 ont contribué aux marges positives comparativement aux marges réalisées sur le marché au comptant. Toutefois, les prix contractuels étaient moins élevés qu'au quatrième trimestre de 2009 en raison de l'incidence continue du ralentissement économique en Amérique du Nord.

Au quatrième trimestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est et les produits des ventes d'électricité ont été respectivement de 77 millions de dollars et de 113 millions de dollars, soit respectivement 21 millions de dollars et 41 millions de dollars de plus que les chiffres inscrits pour la même période en 2009. Ces hausses découlent avant tout du résultat supplémentaire de Halton Hills, dont la mise en service a eu lieu en septembre 2010 aux termes d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») de 20 ans.

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 69 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, soit une hausse de 17 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2009. La progression provient des coûts de combustible supplémentaires de la centrale de Halton Hills.

Au quatrième trimestre de 2010, environ 75 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats, comparativement à 77 % au quatrième trimestre de 2009. 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, au 31 décembre 2010, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 7 400 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité en 2011 et 6 300 GWh d'électricité en 2012.

Aux quatrième trimestres de 2010 et de 2009, la totalité des volumes d'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été aux termes de contrats et la production devrait continuer d'être vendue entièrement aux termes de contrats en 2011 et en 2012.

Résultats de Bruce Power

(Quote-part de TransCanada)

(non audité)

(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits ⁽²⁾	228	198	862	883
Charges d'exploitation	(129)	(128)	(564)	(531)
BAIIA comparable⁽¹⁾	99	70	298	352
BAIIA comparable de Bruce A⁽¹⁾	33	(29)	91	48
BAIIA comparable de Bruce B⁽¹⁾	66	99	207	304
BAIIA comparable⁽¹⁾	99	70	298	352
Amortissement	(24)	(23)	(102)	(89)
BAII comparable⁽¹⁾	75	47	196	263
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ⁽³⁾				
Bruce A	94 %	47 %	81 %	78 %
Bruce B	91 %	95 %	91 %	91 %
Capacité cumulée de Bruce Power	92 %	80 %	88 %	87 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	-	10	60	56
Bruce B	16	-	70	45
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	9	74	64	82
Bruce B	-	3	34	47
Volume des ventes (en GWh)				
Bruce A	1 470	737	5 026	4 894
Bruce B	2 082	2 016	8 184	7 767
	3 552	2 753	13 210	12 661
Résultats par MWh				
Produits de Bruce A	65 \$	64 \$	65 \$	64 \$
Produits de Bruce B ⁽⁴⁾	60 \$	62 \$	58 \$	64 \$
Produits cumulés de Bruce Power	61 \$	62 \$	60 \$	64 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant ⁽⁵⁾				
	93 %	46 %	82 %	43 %

(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 et le BAII comparable.

(2) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 8 millions de dollars et de 29 millions de dollars respectivement pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 (respectivement 6 millions de dollars et 34 millions de dollars en 2009). Les produits comprennent également des pertes non réalisées de 1 million de dollars et de 6 millions de dollars pour Bruce B attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de

transaction respectivement pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010 (gains respectifs de 1 million de dollars et de 5 millions de dollars en 2009).

- (3) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- (4) Comprend les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher, aux règlements de contrat et 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 a augmenté de 29 millions de dollars pour s'établir à 99 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, comparativement au chiffre de 70 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2009.

La quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce A s'est accrue de 62 millions de dollars pour atteindre 33 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, par rapport aux pertes de 29 millions de dollars subies au quatrième trimestre de 2009 en raison de la hausse des volumes et de la baisse des frais d'exploitation puisque les jours d'arrêt d'exploitation n'ont pas été aussi nombreux. La capacité disponible de la centrale de Bruce A au quatrième trimestre de 2010 s'est établie à 94 % en raison des neuf jours d'arrêt d'exploitation, comparativement à une capacité disponible de 47 % et 84 jours d'arrêt d'exploitation pendant la période correspondante en 2009.

La quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce B s'est repliée de 33 millions de dollars pour s'établir à 66 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, alors qu'elle avait été de 99 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009, et ce, en raison surtout de la hausse de la charge de location et de la baisse des prix réalisés compte tenu de l'échéance des contrats à prix fixe assortis de prix plus élevés. Certaines dispositions du contrat de location conclu avec l'Ontario Power Generation prévoyaient une réduction de la charge annuelle de location en 2009 car le prix moyen annuel de l'électricité sur le marché au comptant de l'Ontario se situait en deçà de 30 \$ le MWh. Le prix au comptant moyen annuel en Ontario a été de 36,25 \$ le MWh en 2010 et de 29,52 \$ le MWh en 2009. Par conséquent, il n'y a pas eu de réduction semblable de la charge de location en 2010. Les volumes de Bruce B se sont accrus au quatrième trimestre de 2010 comparativement à la même période en 2009 puisqu'il y a eu en 2010 moins de réductions de régime de production requises par l'Independent Electricity System Operator, mais cet accroissement a été contré en partie par la baisse de la capacité disponible des centrales. La capacité disponible de Bruce B au quatrième trimestre de 2010 s'est établie à 91 % compte tenu de 16 jours d'arrêt d'exploitation comparativement à une capacité disponible de 95 % et 3 jours d'arrêt d'exploitation pendant la même période en 2009.

Au deuxième trimestre de 2009, le contrat conclu par Bruce B avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO ») a été modifié de manière à ce que, à compter de 2009, les paiements nets annuels reçus aux termes du mécanisme de prix plancher ne soient pas assujettis à un remboursement au cours d'exercices futurs. Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Pour ce qui est de 2010 et de 2009, aucun des montants inscrits dans les produits n'ont dû être remboursés.

Selon les modalités d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A du quatrième trimestre de 2010 a été vendue au prix fixe de 64,71 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 64,45 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2009. Toute la production des réacteurs de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 48,96 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2010 et de 48,76 \$ le MWh au quatrième trimestre de 2009. Les prix contractuels de Bruce A et de Bruce B sont ajustés annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation.

Bruce B conclut des contrats de vente à prix fixe selon lesquels Bruce B reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant. Le prix réalisé de Bruce B, soit 60 \$ le MWh au cours du quatrième trimestre de 2010, tenait compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher et des ventes contractuelles; il a diminué comparativement au montant de 62 \$ le MWh inscrit au quatrième trimestre de 2009 en raison des contrats à prix plus élevés échus depuis lors. La majeure partie des autres contrats à prix supérieurs sont arrivés à échéance à la fin de 2010, ce qui devrait faire baisser davantage les prix réalisés de Bruce B au cours d'exercices futurs. Au 31 décembre 2010, Bruce B avait vendu à terme environ 500 GWh et 700 GWh, représentant la quote-part de TransCanada pour 2011 et 2012, respectivement.

La capacité disponible générale des centrales en 2011 devrait se situer à environ 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A et s'approcher de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B. Bruce A prévoit un arrêt d'exploitation d'environ une semaine au réacteur 3 en juillet 2011 et, à la suite de l'approbation de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, l'arrêt d'exploitation d'environ six mois de West Shift Plus est prévu pour le début de novembre 2011 au réacteur 3 de Bruce A. L'arrêt d'exploitation de West Shift Plus constitue une partie critique de la stratégie de prolongement de durée du réacteur 3 de Bruce A, et est le prolongement du programme de West Shift qui a été mis en place avec succès en 2009. Un arrêt préventif d'environ trois semaines a débuté le 1^{er} février 2011 au réacteur 8 de Bruce B et des arrêts d'exploitation d'environ sept semaines chacun devraient commencer à la mi-avril 2011 respectivement pour le réacteur 7 de Bruce B et à la mi-octobre 2011 pour le réacteur 5 de Bruce B.

Au 31 décembre 2010, Bruce A avait engagé des coûts d'environ 4,0 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 0,3 milliard de dollars pour la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

*Installations énergétiques aux États-Unis***BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾⁽²⁾**

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars US)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits				
Installations énergétiques ⁽³⁾	238	161	1 090	742
Capacité	51	39	231	169
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	24	24	78	79
	313	224	1 399	990
Achats de produits de base revendus ⁽³⁾	(123)	(82)	(543)	(309)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ⁽⁴⁾	(123)	(104)	(521)	(471)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(8)	(10)	(32)	(40)
BAIIA comparable⁽¹⁾	59	28	303	170
Amortissement	(36)	(28)	(116)	(92)
BAII comparable⁽¹⁾	23	-	187	78

(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 et le BAII comparable.

(2) Comprend les installations de la première et de la deuxième phases du projet éolien de Kibby à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'octobre 2010.

(3) Depuis le 1^{er} janvier 2010, l'incidence nette des instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis est présentée en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les résultats comparatifs pour 2009 tiennent compte des montants sortis des achats de produits de base revendus et des autres produits et reclassés dans les produits tirés des installations énergétiques.

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

Données sur l'exploitation des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾

<i>(non audité)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	1 672	1 400	6 755	5 993
Achats	1 838	1 657	8 899	5 310
	3 510	3 057	15 654	11 303
Ventes				
Électricité vendue à contrat	3 472	2 999	14 485	10 205
Électricité vendue au comptant	38	58	1 169	1 098
	3 510	3 057	15 654	11 303
Capacité disponible des centrales⁽²⁾⁽³⁾	70 %	81 %	86 %	79 %

(1) Comprend les installations de la première et de la deuxième phases du projet éolien de Kibby à compter, respectivement, d'octobre 2009 et d'octobre 2010.

(2) La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant laquelle la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

(3) La capacité disponible a diminué au cours du trimestre clos le 31 décembre 2010 en raison de l'incidence d'un arrêt d'exploitation prévu à Ravenswood.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques des États-Unis s'est accru de 31 millions de dollars US pour se chiffrer à 59 millions de dollars US au quatrième trimestre de 2010, comparativement à la même période en 2009, en raison surtout de l'accroissement des produits tirés de la capacité, des prix réalisés supérieurs et des volumes accrus de vente d'électricité.

Pour le quatrième trimestre de 2010, les produits des installations énergétiques aux États-Unis se sont chiffrés à 238 millions de dollars US, soit un accroissement de 161 millions de dollars US comparativement à la période correspondante de 2009 en raison principalement de la progression des prix réalisés et des volumes supplémentaires des ventes d'électricité. Les produits tirés de la capacité ont augmenté au quatrième trimestre de 2010, comparativement au quatrième trimestre de 2009, en raison surtout de la hausse des produits tirés de la capacité découlant de la mise hors service, prévue depuis longtemps et survenue à la fin de janvier 2010, d'une centrale appartenant à la New York Power Authority. La hausse des produits tirés de la capacité a été en partie annulée par l'arrêt d'exploitation de l'unité 30 de septembre 2008 à mai 2009.

Les achats de produits de base revendus au quatrième trimestre de 2010, soit 123 millions de dollars US, ont affiché une hausse de 82 millions de dollars US comparativement à la même période en 2009, principalement du fait du raffermissement des prix par MWh pour l'électricité achetée au quatrième trimestre de 2010 et de la hausse des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes des engagements de ventes d'électricité à des clients du secteur de gros et des secteurs commercial et industriel en Nouvelle-Angleterre.

Au quatrième trimestre de 2010, 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 123 millions de dollars US, montant supérieur de 19 millions de dollars US à celui de la période correspondante de 2009, principalement en raison de la hausse des coûts du combustible provenant d'une augmentation des prix du combustible et d'une production accrue.

Au quatrième trimestre de 2010, 99 % des volumes d'électricité ont été vendus aux termes de contrats, comparativement à 98 % pour la période correspondante en 2009. 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 2010, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 11 400 GWh d'électricité pour 2011 et 6 600 GWh pour 2012, notamment des contrats financiers afin de garantir une marge sur 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.

Les établissements énergétiques aux États-Unis concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme conclus avec des clients du secteur de gros et des secteurs commercial et industriel sur les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre. Pour gérer l'exposition aux fluctuations des prix sur le marché au comptant, le risque lié aux ventes d'électricité fera l'objet d'opérations de couverture avec l'achat d'électricité ou l'achat de combustible en vue de produire de l'électricité à partir des actifs, ce qui permet de garantir des marges positives.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 37 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010, contre 49 millions de dollars pour la même période en 2009. La baisse du BAIIA comparable au quatrième trimestre de 2010 est principalement attribuable à la régression des

produits tirés du stockage de gaz naturel exclusif et auprès de tiers en raison du rétrécissement des écarts dans les prix réalisés pour le gaz naturel. L'amortissement au quatrième trimestre de 2010 s'est accru de 6 millions de dollars, comparativement à la période correspondante de 2009, en raison surtout d'un changement dans l'hypothèse concernant la durée de vie utile de certains actifs inscrits au quatrième trimestre de 2009.

Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires, les pertes au titre du BAIIA comparable ont augmenté de 5 millions de dollars au quatrième trimestre de 2010 contre la même période en 2009 en raison surtout du calendrier des dépenses de certains projets clés.

Autres postes de l'état des résultats

Intérêts débiteurs

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾				
Libellée en dollars CA	126	135	514	548
Libellée en dollars US	183	159	680	645
Change	2	10	20	92
	311	304	1 214	1 285
Intérêts divers et amortissement	12	8	74	27
Intérêts capitalisés	(150)	(128)	(587)	(358)
	173	184	701	954

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

Au quatrième trimestre de 2010, les intérêts débiteurs ont diminué de 11 millions de dollars et se sont établis à 173 millions de dollars, soit une baisse comparativement au chiffre de 184 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009. Ce repli reflète la majoration des intérêts capitalisés dans le cadre du programme d'investissement de la société en 2010, principalement attribuable à la construction de Keystone, l'influence positive du recul de la devise américaine sur les intérêts libellés en dollars US et l'échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens en 2009 et 2010. Ces baisses ont été contrées en partie par des intérêts débiteurs supplémentaires dans le cadre des émissions de nouveaux titres d'emprunt de 1,25 milliard de dollars US en juin 2010 et de 1,0 milliard de dollars US en septembre 2010.

Au quatrième trimestre de 2010, les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 39 millions de dollars pour s'établir à 61 millions de dollars alors qu'ils s'étaient chiffrés à 22 millions de dollars au quatrième trimestre de 2009. Cette hausse s'explique par les gains supérieurs constatés en 2010, comparativement à 2009, en raison des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change sur les produits libellés en dollars US.

Au quatrième trimestre de 2010, les impôts sur le bénéfice étaient de 94 millions de dollars alors qu'ils avaient été de 67 millions de dollars pour la même période en 2009. La hausse découle avant tout des ajustements d'impôts favorables qui ont réduit les impôts sur le bénéfice en 2009, notamment des ajustements favorables de 30 millions de dollars découlant de la réduction des taux d'imposition des sociétés dans la province d'Ontario, annulée en partie par la baisse du bénéfice avant les impôts en 2010.

États consolidés des résultats

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Produits	2 057	1 986	8 064	8 181
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	786	770	3 114	3 213
Achats de produits de base revendus	244	215	1 017	831
Amortissement	344	343	1 354	1 377
Provision pour évaluation du GVM	146	-	146	-
	1 520	1 328	5 631	5 421
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	173	184	701	954
Intérêts débiteurs des coentreprises	15	17	59	64
Intérêts créditeurs et autres	(61)	(22)	(94)	(121)
	127	179	666	897
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les participations sans contrôle	410	479	1 767	1 863
(Recouvrement) charge d'impôts				
Exigibles	26	(73)	(141)	30
Futurs	68	140	521	357
	94	67	380	387
Participations sans contrôle				
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	23	15	87	66
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	5	5	22	22
Participation sans contrôle dans Portland	5	5	6	8
	33	25	115	96
Bénéfice net	283	387	1 272	1 380
Dividendes sur les actions privilégiées	14	6	45	6
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	269	381	1 227	1 374
Bénéfice net par action ordinaire				
De base	0,39 \$	0,56 \$	1,78 \$	2,11 \$
Dilué	0,39 \$	0,56 \$	1,77 \$	2,11 \$
Nombre moyen d'actions en circulation – de base (en millions)	695	683	691	652
Nombre moyen d'actions en circulation – dilué (en millions)	696	684	692	653

États consolidés des flux de trésorerie

<i>(non audité)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	283	387	1 272	1 380
Amortissement	344	343	1 354	1 377
Impôts futurs	68	140	521	357
Participations sans contrôle	33	25	115	96
Provision pour évaluation du GVM	146	-	146	-
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(33)	(32)	(69)	(111)
Autres	(29)	(13)	(8)	(19)
	<u>812</u>	<u>850</u>	<u>3 331</u>	<u>3 080</u>
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	22	(217)	(249)	(90)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<u>834</u>	<u>633</u>	<u>3 082</u>	<u>2 990</u>
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 471)	(1 474)	(5 036)	(5 417)
Montants reportés et autres	46	(300)	(384)	(594)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	-	-	-	(902)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<u>(1 425)</u>	<u>(1 774)</u>	<u>(5 420)</u>	<u>(6 913)</u>
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(187)	(193)	(754)	(728)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(29)	(24)	(112)	(100)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	527	363	474	(244)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	34	-	2 371	3 267
Réduction de la dette à long terme	(65)	(496)	(494)	(1 005)
Titres d'emprunt à long terme émis par des coentreprises	13	25	177	226
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(22)	(138)	(254)	(246)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	6	15	26	1 820
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	-	-	679	539
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission	-	193	-	193
Rentrées (sorties) liées activités de financement	<u>277</u>	<u>(255)</u>	<u>2 113</u>	<u>3 722</u>
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<u>(16)</u>	<u>(13)</u>	<u>(8)</u>	<u>(110)</u>
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	<u>(330)</u>	<u>(1 409)</u>	<u>(233)</u>	<u>(311)</u>
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	<u>1 094</u>	<u>2 406</u>	<u>997</u>	<u>1 308</u>
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	<u>764</u>	<u>997</u>	<u>764</u>	<u>997</u>

Bilans consolidés

31 décembre

(non audité)(en millions de dollars)

	2010	2009
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	764	997
Débiteurs	1 271	966
Stocks	425	511
Autres	777	701
	<u>3 237</u>	<u>3 175</u>
Immobilisations corporelles	36 244	32 879
Écart d'acquisition	3 570	3 763
Actifs réglementaires	1 512	1 524
Actifs incorporels et autres actifs	2 026	2 500
	<u>46 589</u>	<u>43 841</u>
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Billets à payer	2 092	1 687
Créditeurs	2 243	2 195
Intérêts courus	367	377
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	894	478
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an	65	212
	<u>5 661</u>	<u>4 949</u>
Passifs réglementaires	314	385
Montants reportés	694	743
Impôts futurs	3 222	2 856
Dette à long terme	17 028	16 186
Dette à long terme des coentreprises	801	753
Billets subordonnés de rang inférieur	985	1 036
	<u>28 705</u>	<u>26 908</u>
Participations sans contrôle		
Participation sans contrôle dans Pipelines LP	686	705
Actions privilégiées d'une filiale	389	389
Participation sans contrôle dans Portland	82	80
	<u>1 157</u>	<u>1 174</u>
Capitaux propres	16 727	15 759
	<u>46 589</u>	<u>43 841</u>

Informations sectorielles

Trimestres clos
les 31 décembre*(non audité)**(en millions de dollars)*

	Gazoducs		Énergie ⁽¹⁾		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Produits	1 103	1 171	954	815	-	-	2 057	1 986
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ⁽²⁾	(366)	(397)	(387)	(345)	(33)	(28)	(786)	(770)
Achats de produits de base revendus	-	-	(244)	(215)	-	-	(244)	(215)
Amortissement	(241)	(257)	(103)	(86)	-	-	(344)	(343)
Provision pour évaluation du GVM	(146)	-	-	-	-	-	(146)	-
	350	517	220	169	(33)	(28)	537	658
Intérêts débiteurs							(173)	(184)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(15)	(17)
Intérêts créditeurs et autres							61	22
Impôts sur le bénéfice							(94)	(67)
Participations sans contrôle							(33)	(25)
Bénéfice net							283	387
Dividendes sur les actions privilégiées							(14)	(6)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							269	381

Exercices clos
les 31 décembre*(non audité)**(en millions de dollars)*

	Gazoducs		Énergie ⁽¹⁾		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Produits	4 373	4 729	3 691	3 452	-	-	8 064	8 181
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ⁽²⁾	(1 458)	(1 607)	(1 557)	(1 489)	(99)	(117)	(3 114)	(3 213)
Achats de produits de base revendus	-	-	(1 017)	(831)	-	-	(1 017)	(831)
Amortissement	(977)	(1 030)	(377)	(347)	-	-	(1 354)	(1 377)
Provision pour évaluation du GVM	(146)	-	-	-	-	-	(146)	-
	1 792	2 092	740	785	(99)	(117)	2 433	2 760
Intérêts débiteurs							(701)	(954)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(59)	(64)
Intérêts créditeurs et autres							94	121
Impôts sur le bénéfice							(380)	(387)
Participations sans contrôle							(115)	(96)
Bénéfice net							1 272	1 380
Dividendes sur les actions privilégiées							(45)	(6)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 227	1 374

⁽¹⁾ Depuis le 1^{er} janvier 2010, la société constate dans les produits les gains et les pertes réalisés et non réalisés nets sur les instruments dérivés utilisés pour l'achat et la vente d'électricité, de gaz naturel et de mazout aux fins de la gestion des actifs du secteur de l'énergie. Les chiffres comparatifs pour 2009 tiennent compte des montants sortis des achats de produits de base revendus et des coûts d'exploitation des centrales et autres coûts et reclassés dans les produits.

⁽²⁾ Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2010, les gazoducs comprenaient respectivement 7 millions de dollars et 17 millions de dollars de frais généraux et de frais d'administration et de soutien pour le démarrage de Keystone.