

TRANSCANADA CORPORATION – PREMIER TRIMESTRE DE 2010

Rapport trimestriel aux actionnaires

**TransCanada déclare un résultat comparable de 328 millions de dollars (0,48 \$ par action) au premier trimestre
Fonds de 1,3 milliard de dollars engagés dans le cadre du programme d'investissement de 22 milliards de dollars**

CALGARY, Alberta – **Le 30 avril 2010** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui que le résultat comparable du premier trimestre de 2010 s'établit à 328 millions de dollars (0,48 \$ par action). Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires est de 296 millions de dollars (0,43 \$ par action). Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2010, un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action ordinaire, soit un montant équivalant à un dividende de 1,60 \$ par action sur une base annualisée.

« Les entreprises de pipelines, d'électricité et de stockage de gaz naturel de TransCanada ont affiché des résultats éloquentes, avec pour toile de fond une économie qui s'oriente lentement vers une reprise, a affirmé Hal Kvisle, président et chef de la direction de TransCanada. La démarche disciplinée à faibles risques de la société a produit un résultat comparable de 328 millions de dollars, soit un chiffre comparable, dans une marge de 5 %, à celui inscrit pour le premier trimestre de l'exercice précédent. La faiblesse des prix de l'électricité et l'accroissement des coûts d'expansion des affaires liés à la poursuite du projet de gazoduc de l'Alaska ont contribué au léger recul des résultats des secteurs d'exploitation. Le résultat par action inférieur déclaré s'explique principalement par l'augmentation du nombre d'actions en circulation en raison de notre démarche prudente pour le financement de notre programme d'investissement sans précédent. »

« TransCanada continue de réaliser d'excellents progrès pour sa remarquable brochette de grands projets dans le cadre de son programme d'investissement de 22 milliards de dollars, a affirmé M. Kvisle. Nous sommes impatients d'assister, au cours des mois qui viennent, aux premières livraisons de pétrole aux raffineries de Wood River et de Patoka, en Illinois, sur notre réseau Keystone. Le gazoduc dans le couloir centre-nord est maintenant en exploitation, notre centrale électrique de Halton Hills est presque achevée et la construction devrait s'amorcer cet été pour notre gazoduc Groundbirch, qui transportera jusqu'au marché le gaz de schiste de la Colombie-Britannique. »

« Alors que nous investissons aujourd'hui pour demain, nos projets de grande envergure et de longue durée alimenteront la croissance à long terme du résultat et des flux de trésorerie lorsqu'ils entreront en exploitation. »

Points saillants des résultats du premier trimestre

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

- Résultat comparable de 328 millions de dollars (0,48 \$ par action)
- Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 296 millions de dollars (0,43 \$ par action)
- Dividende sur les actions ordinaires de 0,40 \$ par action pour le trimestre se terminant le 30 juin 2010
- Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1 001 millions de dollars

- Fonds provenant de l'exploitation totalisant 723 millions de dollars
- Fonds de 1,3 milliard de dollars engagés dans le cadre du programme d'investissement sans précédent de 22 milliards de dollars

Le résultat comparable du premier trimestre de 2010 s'est élevé à 328 millions de dollars (0,48 \$ par action) comparativement à 343 millions de dollars (0,55 \$ par action) au premier trimestre de 2009. Le recul du résultat comparable découle avant tout des prix moins forts réalisés pour l'électricité aux installations énergétiques de l'Ouest, du recul du résultat de Bruce A dans le contexte de la baisse des volumes et de l'accroissement des frais d'exploitation liés aux arrêts d'exploitation prévus et imprévus ainsi que de la hausse des coûts d'expansion des affaires pour le projet de gazoduc de l'Alaska. Ces augmentations ont été contrées en partie par le relèvement du résultat des installations énergétiques aux États-Unis relativement aux paiements de capacité supérieure dans l'État de New York et du résultat de l'entreprise de stockage de gaz naturel, le résultat de la centrale de Portlands entrée en service en avril 2009 et les moindres intérêts débiteurs nets en raison de la capitalisation accrue de l'intérêt lié au vaste programme de croissance du capital de la société.

Au premier trimestre de 2010, le résultat par action comparable a subi le contrecoup de l'effet de dilution d'une augmentation de 11 % du nombre moyen d'actions ordinaires en circulation à la suite de l'émission de 58,4 millions d'actions ordinaires au deuxième trimestre de 2009. Le produit de cette émission a servi à financer en partie des projets de croissance du capital, notamment l'acquisition de participations supplémentaires dans Keystone, à diverses fins générales de la société et au remboursement d'emprunts à court terme. Le programme d'investissement de 22 milliards de dollars de TransCanada devrait produire des flux de trésorerie et des bénéfices appréciables au cours des cinq prochaines années, à mesure que les projets seront mis en exploitation.

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

Pipelines

- En mars 2010, l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a approuvé la demande de la société pour construire et exploiter le tronçon canadien du prolongement de l'oléoduc Keystone dans la région du golfe du Mexique. Il s'agit d'un jalon marquant dans le cadre du projet. Le projet d'expansion de Keystone sera l'un des premiers oléoducs à se raccorder directement une source croissante et fiable d'approvisionnements de brut canadien au plus important marché de raffinage d'Amérique du Nord. Les expéditeurs ont pris des engagements qui représentent 75 % de la capacité de l'expansion, sur une durée moyenne de 17 ans. Cet engagement à long terme témoigne de la valeur du projet pour TransCanada et le marché en général. Les permis pour les installations du tronçon américain du projet d'expansion de Keystone sont attendus vers la fin de 2010.
- La mise en service de la première phase de Keystone, qui s'étend depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Wood River et Patoka, en Illinois et qui a une capacité initiale de 435 000 barils par jour (« b/j »), s'est poursuivie au premier trimestre de 2010 et sa mise en service est prévue pour le deuxième trimestre de 2010. Les volumes contractuels de 217 500 b/j seront portés à 910 000 b/j entre 2010 et 2013, alors que les phases de Cushing et de la côte du golfe du Mexique seront mises en exploitation. Compte tenu de ces engagements à long terme, TransCanada prévoit que Keystone sera en mesure de dégager un BAIIA de quelque 1,2 milliard de dollars US en 2013, soit dès sa première année complète d'exploitation commerciale. Si les volumes étaient portés à 1,1 million de b/j, capacité commerciale totale du réseau, Keystone produirait un BAIIA annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. À l'avenir, la capacité de Keystone pourrait, sur un plan économique, être portée de 1,1 million de b/j à 1,5 million de b/j afin de répondre à la demande des marchés.
- L'appel de soumissions pour le projet de gazoduc de l'Alaska a été lancé le 30 avril 2010. Les expéditeurs éventuels disposent de 90 jours pour évaluer les mérites de l'appel de soumissions, soit de mai jusqu'en juillet 2010. Le projet de gazoduc de l'Alaska fournira de l'information aux expéditeurs éventuels en Alaska

et au Canada au sujet de l'ingénierie, des modalités commerciales et des coûts et du calendrier prévus pour le projet. Il est courant, pour des projets de cette envergure, de recevoir des soumissions conditionnelles de la part des expéditeurs. Le projet de gazoduc de l'Alaska collaborera avec les expéditeurs au cours de l'été et de l'automne afin de résoudre tous les problèmes pour lesquels il exerce un contrôle. D'autres questions clés, notamment les modalités fiscales de l'Alaska et l'accès aux ressources gazières à Point Thompson, devront être résolues entre les expéditeurs et l'État de l'Alaska. Les résultats de cet appel de soumissions seront connus vers la fin de 2010.

- TransCanada et les autres partenaires du projet de gazoduc de l'Alaska continuent de s'intéresser activement au projet proposé. Les démarches sont ciblées sur l'obtention de l'approbation et l'appui, par le gouvernement du Canada, d'un cadre fiscal acceptable. Les audiences de l'ONÉ pour les plaidoiries finales pour le projet sont terminées et l'ONÉ devrait faire connaître ses conclusions au sujet de la demande de projet en septembre 2010.
- En mars 2010, TransCanada a reçu l'approbation de l'ONÉ pour construction et l'exploitation du pipeline Groundbirch. Ce gazoduc, d'une longueur de 77 kilomètres (48 milles), prolongera le réseau de l'Alberta et raccordera les approvisionnements gaziers des gaz de schiste de la formation de Montney, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Les travaux de construction du pipeline Groundbirch devraient commencer en juillet 2010 et s'achever en novembre 2010. Le coût du projet est évalué à près de 200 millions de dollars avec des contrats de transport garanti qui atteindront 1,1 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») d'ici 2014.
- Le projet de Horn River de TransCanada, qui comprend l'aménagement de nouvelles canalisations sur 72 km (45 milles), et le pipeline Ekwan d'une longueur de 83 km (52 milles) que la société achètera à Encana Corporation, amèneront le gaz de schiste de la Colombie-Britannique au marché par le truchement du réseau de l'Alberta. L'acquisition du pipeline Ekwan devrait être conclue en septembre 2011. L'ONÉ a annoncé en avril 2010 qu'il tiendra une audience publique relativement à la demande déposée par TransCanada en février 2010 en vue de l'approbation de construire et d'exploiter le projet Horn River. L'audience devrait commencer en octobre 2010. Sous réserve de l'obtention des autorisations requises, le projet pipelinier de Horn River, avec des engagements de 310 millions de dollars visant des volumes de gaz contractuels de 503 Mpi³/j, devrait entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2012.
- Le tronçon Red Earth, d'une longueur de 160 km (99 milles), du couloir centre-nord de TransCanada est désormais en exploitation. Le tronçon de 140 km (87 milles) du tronçon North Star, ainsi que deux postes de compression, ont été achevés en 2009. Le couloir centre-nord est un prolongement de 300 km (186 milles) du réseau de l'Alberta qui fournit la capacité requise pour faire face à l'accroissement des approvisionnements gaziers dans le nord-ouest de l'Alberta et dans le nord-est de la Colombie-Britannique ainsi que dans les marchés en plein essor de l'Alberta. Initialement, le pipeline transportera environ 800 Mpi³/j de gaz, et il aura une capacité totale de 1,6 Gpi³/j. Le projet a été mené à bien en avance sur le calendrier et en deçà du budget, au coût d'environ 800 millions de dollars.
- La Federal Energy Regulatory Commission a accordé au pipeline Bison le certificat de commodité et de nécessité publiques le 9 avril 2010. La construction devrait commencer au deuxième trimestre de 2010 pour ce gazoduc de 487 km (303 milles) qui détient des engagements d'expédition pour environ 407 Mpi³/j de gaz. Le projet d'environ 600 millions de dollars US devrait être mis en exploitation durant le quatrième trimestre de 2010.

Énergie

- La construction de la centrale de Halton Hills, d'une puissance de 683 mégawatts (« MW »), est presque achevée. Les activités de mise en service ont commencé et l'installation devrait entrer en exploitation au cours du troisième trimestre de 2010. L'équipe affectée à la mise en service a eu recours, de façon sécuritaire, à l'utilisation d'air comprimé et de nitrogène pour purger le pipeline haute pression qui alimente l'installation en gaz naturel.

- La construction se poursuit à la centrale de Coolidge d'une puissance de 575 MW. Cette centrale devrait entrer en exploitation à l'été 2011.
- TransCanada poursuit son examen des résultats des appels de soumissions pour les projets de lignes de transport d'électricité Zephyr et Chinook et la société prévoit mettre la dernière main aux résultats au deuxième trimestre de 2010. Chaque projet aurait la capacité de livrer de l'électricité renouvelable générée principalement de source éolienne du Wyoming (Zephyr) et du Montana (Chinook) jusqu'au Nevada afin d'accéder au marché de la Californie et à d'autres marchés des zones désertiques du sud-ouest des États-Unis.

Siège social

- Le 15 avril 2010, Hal Kvisle a annoncé son départ à la retraite en tant que président et chef de la direction le 30 juin 2010. Russ Girling, actuellement chef de l'exploitation, succédera à M. Kvisle en qualité de président et chef de la direction le 1^{er} juillet 2010.
- Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2010, un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada.
- En mars 2010, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 14 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif, de série 3, y compris le plein exercice de l'option de surallocation de deux millions d'actions des preneurs fermes. Les actions privilégiées ont été émises à 25 \$ l'action, pour un produit brut de 350 millions de dollars. Le taux de dividende initial est fixé pour cinq ans à 4 % par an payable trimestriellement. Le produit net de cette émission a servi à financer en partie des projets d'investissement, à des fins générales et au remboursement de la dette à court terme.
- 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 accrue 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 premier trimestre de 2010. Hal Kvisle, président et chef de la direction de TransCanada, et Greg Lohnes, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société, notamment son programme d'investissement de 22 milliards de dollars, avant de répondre aux questions des analystes et des journalistes.

Événement :

Téléconférence et webémission sur les résultats financiers de TransCanada pour le premier trimestre de 2010.

Date :

Le vendredi 30 avril 2010

Heure :

13 h, heure avancée des Rocheuses (« HAR ») / 15 h, heure avancée de l'Est (« HAE »)

Pour participer :

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

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 7 mai 2010; il suffira de composer le 1.800.408.3053 ou le 416.695.5800 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3375460#. La webémission sera archivée pour retransmission à www.transcanada.com.

Forte d'une expérience de plus de 50 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Son réseau de gazoducs détenus en propriété exclusive s'étend sur plus de 60 000 kilomètres (37 000 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement gazier en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes avec une capacité de stockage d'environ 380 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 11 700 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage l'un des plus importants 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.

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, des projets 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 la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission 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. 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. 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.

La direction utilise les mesures « résultat comparable », « BAIIA comparable » et « BAI comparable » pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAI comparable comprennent respectivement le bénéfice net attribuable aux actions 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 ainsi que certains ajustements de la juste valeur. Le tableau des « Résultats d'exploitation consolidés » dans le rapport de la direction fait état du rapprochement entre, d'une part, le résultat comparable, le BAIIA comparable, le BAI comparable et le BAI, et, d'autre part, le bénéfice net et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires. Le résultat comparable par action ordinaire est calculé en divisant le résultat comparable par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour la période visée.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté dans le tableau « Points saillants des résultats financiers du premier trimestre de 2010 » figurant dans le présent communiqué.

Renseignements aux médias :	Cecily Dobson/Terry Cunha	403.920.7859 1.800.608.7859
-----------------------------	---------------------------	--------------------------------

Renseignements aux analystes :	David Moneta/Myles Dougan/Terry Hook	403.920.7911 1.800.361.6522
--------------------------------	--------------------------------------	--------------------------------

**Points saillants des résultats financiers
du premier trimestre de 2010**

Résultats d'exploitation

(non vérifié)

(en millions de dollars)

Trimestres terminés les 31 mars

2010

2009

Produits	1 955	2 179
BAIIA comparable⁽¹⁾	1 001	1 131
BAII comparable⁽¹⁾	658	785
BAII⁽¹⁾	609	772
Bénéfice net	303	334
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	296	334
Résultat comparable⁽¹⁾	328	343
Flux de trésorerie		
Fonds provenant de l'exploitation ⁽¹⁾	723	766
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	109	82
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	832	848
Dépenses en immobilisations	1 276	1 123
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	-	134

Données sur les actions ordinaires

(non vérifié)

Trimestres terminés les 31 mars

2010

2009

Bénéfice net par action – de base	0,43 \$	0,54 \$
Résultat comparable par action⁽¹⁾	0,48 \$	0,55 \$
Dividendes déclarés par action	0,40 \$	0,38 \$
Actions ordinaires en circulation (en millions)		
Moyenne de la période	686	618
Fin de la période	687	619

⁽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, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action.

Rapport trimestriel aux actionnaires

Rapport de gestion

Daté du 29 avril 2010, le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés non vérifiés ci-joints de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») pour le trimestre terminé le 31 mars 2010. Il doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés vérifiés et des notes y afférentes et du rapport de gestion faisant partie du rapport annuel 2009 de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. On peut obtenir des renseignements supplémentaires sur TransCanada, y compris la notice annuelle et les documents d'information continue de la société, sur SEDAR au www.sedar.com, sous TransCanada Corporation. À moins d'indication contraire, « TransCanada » ou la « société » englobent TransCanada Corporation et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2009 de TransCanada.

Informations prospectives

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux 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, des projets 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 la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les paiements de capacité, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les informations prospectives sont assujetties à des risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats et événements réels de TransCanada pourraient s'écarter considérablement de ceux

anticipés ou des attentes exprimées. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TransCanada auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. 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 rapport de gestion, 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 dans les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TransCanada a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et de comprendre les données sur le rendement d'exploitation, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement d'exploitation de TransCanada, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

Le BAIIA est une mesure approximative des flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts de la société. Il représente le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, 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. 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.

La direction utilise les mesures « résultat comparable », « BAIIA comparable » et « BAI comparable » pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable, le BAIIA comparable et le BAI comparable comprennent respectivement le bénéfice net 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 ainsi que certains ajustements de la juste valeur. Le tableau figurant sous la rubrique « Résultats d'exploitation consolidés » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement du résultat comparable, du BAIIA comparable, du BAI comparable et du BAI 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 provenant de l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation est présenté dans le tableau « Fonds provenant de l'exploitation », sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

Résultats d'exploitation consolidés

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

Pour les trimestres terminés les 31 mars
(non vérifié)(en millions de dollars,
sauf les montants par action)

	Pipelines		Énergie		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
BAIIA comparable⁽¹⁾	768	871	259	290	(26)	(30)	1 001	1 131
Amortissement	(253)	(260)	(90)	(86)	-	-	(343)	(346)
BAII comparable⁽¹⁾	515	611	169	204	(26)	(30)	658	785
Postes particuliers :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	-	-	(28)	-	-	-	(28)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	-	-	(21)	(13)	-	-	(21)	(13)
BAII⁽¹⁾	515	611	120	191	(26)	(30)	609	772
Intérêts débiteurs							(182)	(295)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(16)	(14)
Intérêts créditeurs et autres produits							24	22
Impôts sur le bénéfice							(101)	(116)
Participations sans contrôle							(31)	(35)
Bénéfice net							303	334
Dividendes sur les actions privilégiées							(7)	-
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							296	334
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :								
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis							17	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme							15	9
Résultat comparable⁽¹⁾							328	343
Bénéfice net par action - de base et dilué⁽²⁾							0,43 \$	0,54 \$

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

(2) Pour les trimestres terminés le 31 mars
(non vérifié)

	2010	2009
Bénéfice net par action	0,43 \$	0,54 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Ajustement de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	0,03	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	0,02	0,01
Résultat comparable par action⁽¹⁾	0,48 \$	0,55 \$

Au premier trimestre de 2010, le bénéfice net de TransCanada s'est chiffré à 303 millions de dollars et le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de la société s'est établi à 296 millions de dollars (0,43 \$ par action), comparativement au chiffre de 334 millions de dollars (0,54 \$ par action) inscrit au premier trimestre de 2009. Le recul de 38 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires tient compte de ce qui suit :

- le recul du BAI du secteur des pipelines, qui s'explique avant tout par l'incidence négative du fléchissement du dollar US sur les activités aux États-Unis, la baisse des produits de certains autres pipelines aux États-Unis et la hausse des coûts d'expansion des affaires liés au projet de gazoduc de l'Alaska;
- le BAI moindre du secteur de l'énergie en raison surtout de la diminution des prix réalisés pour l'électricité aux installations énergétiques de l'Ouest, du recul des volumes et de la hausse des frais d'exploitation de Bruce A ainsi que du résultat moins élevé découlant de contrats à Bécancour, annulé en partie par l'accroissement des paiements de capacité à Ravenswood, la hausse des revenus de stockage de tiers au sein du secteur de stockage de gaz naturel et le résultat supérieur découlant de la mise en exploitation de Portlands Energy en avril 2009;
- la baisse des intérêts débiteurs attribuable avant tout à l'accroissement des intérêts capitalisés et à l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts libellés en dollars US.

Le recul du bénéfice net par action, au premier trimestre de 2010, s'explique aussi par la hausse de 11 % du nombre moyen d'actions ordinaires en circulation au premier trimestre de 2010 comparativement au premier trimestre de 2009 à la suite de l'émission, par la société, de 58,4 millions d'actions ordinaires au deuxième trimestre de 2009.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2010 s'est établi à 328 millions de dollars (0,48 \$ par action), soit 15 millions de dollars (0,07 \$ par action) de moins que le chiffre de 343 millions de dollars (0,55 \$ par action) inscrit pour la même période en 2009. Le résultat comparable du premier trimestre de 2010 ne tient pas compte des pertes nettes non réalisées de respectivement 17 millions de dollars après les impôts (28 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Depuis le 1^{er} janvier 2010, ces pertes non réalisées ont été retranchées du résultat comparable car elles ne sont pas représentatives des montants qui seront réalisés au moment du règlement des contrats. Puisque les montants comparatifs de 2009 n'étaient pas importants, ils ont été exclus du calcul du résultat comparable. Le résultat comparable du premier trimestre de 2010 et de 2009 ne tient pas compte non plus de pertes non réalisées de 15 millions de dollars après les impôts (21 millions de dollars avant les impôts) et de 9 millions de dollars après les impôts (13 millions de dollars avant les impôts) découlant respectivement des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

Sur une base consolidée, l'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur le BAI des entreprises de pipelines et d'énergie est en grande partie annulée par les répercussions sur les intérêts libellés en dollars US. L'exposition nette qui en résulte est gérée au moyen d'instruments dérivés, ce qui permet de réduire l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, le taux de change moyen par rapport au dollar US s'est chiffré à 1,04 (1,25 en 2009).

Les résultats de chaque secteur d'exploitation pour le premier trimestre de 2010 sont présentés plus en détail dans les sections sur les pipelines, l'énergie et le siège social du présent rapport de gestion.

Pipelines

Le BAII comparable et BAII du secteur des pipelines s'est chiffré à 515 millions de dollars au premier trimestre de 2010, comparativement à 611 millions de dollars pour la même période en 2009.

Résultats du secteur des pipelines

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Pipelines au Canada		
Réseau principal au Canada	265	284
Réseau de l'Alberta	175	168
Foothills	33	34
Autres (TQM, Ventures LP)	13	19
BAIIA comparable des pipelines au Canada⁽¹⁾	486	505
Pipelines aux États-Unis		
ANR	120	133
GTN ⁽²⁾	45	61
Great Lakes	33	44
PipeLines LP ⁽²⁾⁽³⁾	26	29
Iroquois	19	23
Portland ⁽⁴⁾	10	14
International (Tamazunchale, TransGas, Gas Pacifico/INNERGY)	10	13
Frais généraux et frais d'administration et de soutien ⁽⁵⁾	(6)	(3)
Participations sans contrôle ⁽⁶⁾	48	60
BAIIA comparable des pipelines aux États- Unis⁽¹⁾	305	374
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽¹⁾	(23)	(8)
BAIIA comparable du secteur des pipelines⁽¹⁾	768	871
Amortissement	(253)	(260)
BAII comparable du secteur des pipelines et BAII⁽¹⁾	515	611

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

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

(3) Les résultats de PipeLines LP tiennent compte de la participation de 38,2 % de TransCanada dans PipeLines LP au cours du premier trimestre de 2010 (participation de 32,1 % au premier trimestre de 2009).

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

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

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

Bénéfice net des pipelines détenus en propriété exclusive au Canada

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Réseau principal au Canada	66	66
Réseau de l'Alberta	38	39
Foothills	6	6

Pipelines au Canada

Pour le premier trimestre de 2010, le BAIIA comparable du réseau principal au Canada, soit 265 millions de dollars, est de 19 millions de dollars moins élevé que le chiffre de la période correspondante de 2009, et ce, surtout en raison des produits inférieurs compte tenu des impôts sur le bénéfice et des charges financières moins élevés prévus dans les droits de 2010, qui sont recouverts par imputation à l'exercice et n'influent pas sur le bénéfice net. La diminution des charges financières s'explique avant tout par l'échéance en 2009 de titres d'emprunt assortis d'un coût plus élevé.

Le bénéfice net du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 38 millions de dollars au premier trimestre de 2010 alors qu'il avait été de 39 millions de dollars au premier trimestre de 2009. L'incidence de la base tarifaire moyenne supérieure au premier trimestre de 2010 a été annulée en partie par le recul du résultat compte tenu de l'échéance du règlement au sujet des besoins en produits pour 2008-2009. Le bénéfice net en 2010 tient compte d'un taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») de 8,75 % sur un capital-actions ordinaire réputé de 35 %.

Le BAIIA comparable du réseau de l'Alberta s'est chiffré à 175 millions de dollars au premier trimestre de 2010 alors qu'il avait été de 168 millions de dollars au trimestre correspondant de 2009. Cette hausse s'explique par l'accroissement des produits en raison du rendement supérieur lié à la base tarifaire moyenne plus élevée et du recouvrement d'un amortissement et d'impôts sur le bénéfice plus élevés, annulés en partie par le recul du résultat compte tenu de l'échéance du règlement au sujet des besoins en produits pour 2008-2009. L'amortissement et les impôts sur le bénéfice sont recouverts selon la méthode d'imputation à l'exercice et n'influent aucunement sur le bénéfice net.

Le BAIIA comparable pour les autres pipelines canadiens au premier trimestre de 2010, à 13 millions de dollars, se compare à 19 millions de dollars pour la même période en 2009. La diminution au premier trimestre de 2010 est essentiellement attribuable à un ajustement constaté au premier trimestre de 2009 relativement à la décision de l'Office national de l'énergie du Canada (« ONÉ ») d'augmenter rétroactivement le taux de rendement du capital permis pour 2008 et 2007.

Pipelines aux États-Unis

Au premier trimestre de 2010, le BAIIA comparable d'ANR, à 120 millions de dollars, a reculé de 13 millions de dollars par rapport au chiffre de 133 millions de dollars inscrit pour la même période en 2009, et ce, en raison de l'incidence négative d'un dollar US moins fort, annulée en partie par la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et l'accroissement des ventes de gaz naturel et de condensats connexes.

Au premier trimestre de 2010, le BAIIA comparable de GTN a reculé de 16 millions de dollars par rapport à la même période en 2009, et ce, surtout en raison de l'incidence négative d'un dollar US moins fort et de la vente de North Baja à PipeLines LP en juillet 2009.

Pour le reste des pipelines aux États-Unis, le BAIIA comparable s'est établi à 140 millions de dollars au premier trimestre de 2010, alors qu'il avait été de 180 millions de dollars pour la même période en 2009. Le recul s'explique avant tout par les répercussions négatives d'un dollar US plus faible sur l'exploitation des pipelines aux États-Unis et la baisse des produits tirés de Great Lakes, de Northern Border et de Portland, annulé en partie par l'acquisition de North Baja par PipeLines LP.

Expansion des affaires

Pour ce qui est de l'expansion des affaires, les pertes au titre du BAIIA comparable se sont accrues de 15 millions de dollars au premier trimestre de 2010 contre la même période en 2009, surtout à cause de l'augmentation des coûts d'expansion des affaires liés à la progression du projet de gazoduc de l'Alaska. L'État de l'Alaska a convenu de rembourser à TransCanada certains coûts préalables à la construction admissibles, au fur et à mesure qu'ils sont engagés et approuvés par l'État, jusqu'à concurrence de 500 millions de dollars US. De tels 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

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)	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)	6 629	6 590	4 956	4 586	677	725	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)										
Total	560	646	938	1 027	328	323	447	491	207	195
Moyenne quotidienne	6,2	7,2	10,4	11,4	3,6	3,6	5,0	5,5	2,3	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. Les volumes de livraison des derniers exercices tiennent compte des livraisons contractuelles; cependant, les habitudes contractuelles des clients ont évolué au cours des dernières années, de sorte que les livraisons effectuées permettent de mieux mesurer l'utilisation du réseau. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, les réceptions physiques en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan ont totalisé 385 milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») (472 Gpi³ en 2009), pour une moyenne quotidienne de 4,3 Gpi³ (5,3 Gpi³ en 2009).

(2) Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta se sont chiffrés à 855 Gpi³ pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (909 Gpi³ en 2009), pour une moyenne quotidienne de 9,5 Gpi³ (10,1 Gpi³ en 2009).

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

Coûts de projet capitalisés

Au 31 mars 2010, TransCanada avait consenti des avances de 144 millions de dollars au Aboriginal Pipeline Group (« APG ») relativement au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). TransCanada et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Les audiences de l'ONÉ pour les plaidoiries finales pour le projet sont terminées et l'ONÉ devrait faire connaître ses conclusions au sujet de la demande de projet en septembre 2010. Le calendrier de réalisation du projet demeure toutefois incertain. Advenant que les parties à la coentreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes qui s'imposent pour ce projet. Pour TransCanada, cette situation pourrait entraîner la réévaluation de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

Énergie

Le BAII comparable du secteur de l'énergie au premier trimestre de 2010, à 169 millions de dollars, se compare aux 204 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2009. Le BAII comparable au premier trimestre de 2010 ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de 28 millions de dollars

découlant des variations de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Au premier trimestre de 2010 et de 2009, le BAII comparable ne tenait pas compte de pertes non réalisées nettes de respectivement 21 millions de dollars et 13 millions de dollars provenant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Les postes exclus du résultat comparable sont commentés plus en détail sous la rubrique « Installations énergétiques aux États-Unis » et « Stockage de gaz naturel » dans la présente section.

Résultats du secteur de l'énergie

(non vérifié)

(en millions de dollars)

Trimestres terminés les 31 mars

	2010	2009
Installations énergétiques au Canada		
Installations énergétiques de l'Ouest	42	93
Installations énergétiques de l'Est ⁽¹⁾	52	52
Bruce Power	63	99
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(8)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada⁽²⁾	147	236
Installations énergétiques aux États-Unis		
Installations énergétiques du Nord-Est ⁽³⁾	75	42
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(12)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽²⁾	66	30
Stockage de gaz naturel		
Installations de stockage en Alberta	53	39
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	(3)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel⁽²⁾	51	36
BAIIA comparable de l'expansion des affaires⁽²⁾	(5)	(12)
BAIIA comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	259	290
Amortissement	(90)	(86)
BAII comparable du secteur de l'énergie⁽²⁾	169	204
Postes particuliers :		
Ajustements de la juste valeur des contrats d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis	(28)	-
Ajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	(21)	(13)
BAII du secteur de l'énergie⁽²⁾	120	191

⁽¹⁾ Comprend Portlands Energy depuis avril 2009.

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

⁽³⁾ Comprend la première étape du projet éolien Kibby depuis octobre 2009.

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

Trimestres terminés les 31 mars

(en millions de dollars)

	2010	2009
Produits		
Installations énergétiques de l'Ouest	164	215
Installations énergétiques de l'Est	67	69
Autres ⁽³⁾	22	12
	253	296
Achats de produits de base revendus		
Installations énergétiques de l'Ouest	(106)	(98)
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	(5)	(9)
	(111)	(107)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(48)	(44)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(10)	(8)
BAIIA comparable ⁽¹⁾	84	137

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

(2) Comprend Portlands Energy depuis 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 vérifié)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Volumes des ventes (en GWh)		
Offre		
Électricité produite		
Installations énergétiques de l'Ouest	585	605
Installations énergétiques de l'Est	429	355
Achats		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	2 655	2 440
Autres achats	149	185
	3 818	3 585
Ventes		
Électricité vendue à contrat		
Installations énergétiques de l'Ouest	2 269	2 053
Installations énergétiques de l'Est	445	391
Électricité vendue au comptant		
Installations énergétiques de l'Ouest	1 104	1 141
	3 818	3 585
Capacité disponible des centrales		
Installations énergétiques de l'Ouest ⁽²⁾	95 %	91 %
Installations énergétiques de l'Est	96 %	97 %

(1) Comprend Portlands Energy depuis avril 2009.

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

Au premier trimestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a été de 42 millions de dollars et le produit des ventes d'électricité s'est chiffré à 164 millions de dollars, soit, dans les deux cas, 51 millions de dollars de moins que les chiffres inscrits pour la même période en 2009. Ces baisses découlent surtout de la diminution des produits générés par le portefeuille d'installations énergétiques en Alberta compte tenu du fléchissement des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble, annulée en partie par la hausse des volumes d'électricité vendus. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Alberta ont régressé de 35 % pour passer de 63 \$ par mégawatts-heure (« MWh ») à 41 \$ par MWh entre le premier trimestre de 2009 et celui de 2010.

Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont augmenté de 8 millions de dollars entre le premier trimestre de 2009 et celui de 2010, principalement du fait de l'achat de volumes d'électricité supérieurs aux termes des conventions d'achat d'électricité (« CAE ») en Alberta.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est s'est établi à 52 millions de dollars au premier trimestre de 2010, soit un chiffre comparable à celui inscrit en 2009. La hausse des produits découle du bénéfice supplémentaire de Portlands Energy, dont la mise en service a eu lieu en avril 2009, mais elle a été contrée en partie par le recul du bénéfice tiré des ententes contractuelles pour Bécancour.

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 48 millions de dollars au premier trimestre de 2010, montant supérieur à celui de la période correspondante de 2009, principalement en raison du combustible supplémentaire utilisé à la centrale de Portlands Energy, mais cette hausse a été contrée en partie par le recul des prix du gaz naturel pour les installations énergétiques de l'Ouest.

Les installations énergétiques de l'Ouest gèrent leurs ventes d'électricité en fonction de portefeuilles. Une partie de leurs approvisionnements est vendue sur le marché au comptant en cas d'arrêt d'exploitation imprévu. La quantité des volumes vendus sur le marché au comptant dépend de la possibilité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion permet aux installations énergétiques de l'Ouest de réduire au minimum leurs coûts si elles devaient être obligées d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de leurs engagements de vente contractuels. Environ 67 % des volumes des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest ont été vendus aux termes de contrats au premier trimestre de 2010, comparativement à 64 % au premier 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, en date du 31 mars 2010, des contrats à prix fixe pour la vente d'environ 7 000 gigawatts-heure (« GWh ») d'électricité pour le reste de 2010 et 6 100 GWh d'électricité en 2011.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à long terme. La totalité des volumes de l'électricité vendue par les installations énergétiques de l'Est l'a été aux termes de contrats au premier trimestre de 2010 et de 2009 et la production devrait continuer d'être vendue entièrement aux termes de contrats en 2010 et 2011.

*Bruce Power***Résultats de Bruce Power**

(Quote-part de TransCanada)

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

Trimestres terminés les 31 mars

	2010	2009
Produits ⁽¹⁾	225	221
Charges d'exploitation	(162)	(122)
BAIIA comparable⁽²⁾	63	99
BAIIA comparable de Bruce A⁽²⁾	13	41
BAIIA comparable de Bruce B⁽²⁾	50	58
BAIIA comparable⁽²⁾	63	99
Bruce Power – Données complémentaires		
Capacité disponible des centrales		
Bruce A	65 %	97 %
Bruce B	98 %	96 %
Capacité cumulée de Bruce Power	87 %	96 %
Jours d'arrêts d'exploitation prévus		
Bruce A	35	-
Bruce B	-	-
Jours d'arrêts d'exploitation imprévus		
Bruce A	26	5
Bruce B	6	8
Volume des ventes (en GWh)		
Bruce A	989	1 495
Bruce B	2 155	2 139
	3 144	3 634
Résultats par MWh		
Produits de Bruce A	64 \$	63 \$
Produits de Bruce B ⁽³⁾	58 \$	52 \$
Produits cumulés de Bruce Power	60 \$	57 \$
Pourcentage de la production de Bruce B vendue sur le marché au comptant ⁽⁴⁾		
	78 %	36 %

(1) Les produits comprennent les recouvrements de coûts de combustible de Bruce A de 5 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (10 millions de dollars en 2009). Ils comprennent également des pertes non réalisées de 1 million de dollars pour Bruce B attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés visant l'électricité pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (gain de 2 millions de dollars en 2009).

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

(3) Comprend les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et aux règlements de contrats.

(4) 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 reculé de 36 millions de dollars pour se chiffrer à 63 millions de dollars au premier trimestre de 2010 par rapport au chiffre de 99 millions de dollars enregistré au premier trimestre de 2009. Le recul est attribuable à une diminution des volumes et à une augmentation des charges d'exploitation, parce que les jours d'arrêt d'exploitation ont été plus nombreux, et est quelque peu atténué par l'incidence d'un paiement effectué par Bruce B à Bruce A au sujet de modifications apportées en 2009 à un contrat à long terme conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »). L'incidence positive nette pour TransCanada reflète le pourcentage supérieur de la participation de TransCanada dans Bruce A.

La quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce A a reculé de 28 millions de dollars pour se chiffrer à 13 millions de dollars au premier trimestre de 2010, comparativement aux 41 millions de dollars inscrits au premier trimestre de 2009, et ce, en raison de l'amointrissement des volumes et de l'augmentation des frais d'exploitation puisque les arrêts d'exploitation prévus et imprévus ont été plus nombreux, ce qui a été contré en partie par le paiement reçu de Bruce B. La capacité disponible de Bruce A au premier trimestre de 2010 s'est établie à 65 % en raison de 61 jours d'arrêt d'exploitation comparativement à une capacité disponible de 97 % et à cinq jours d'arrêts d'exploitation pendant la même période en 2009.

Par rapport au premier trimestre de 2009, la quote-part revenant à TransCanada du BAIIA comparable de Bruce B a diminué de 8 millions de dollars pour passer de 58 millions de dollars à 50 millions de dollars au premier trimestre de 2010, et ce, en raison du paiement versé à Bruce A, annulé en partie par les prix réalisés supérieurs compte tenu de la constatation des paiements reçus aux termes du mécanisme de prix plancher prévu au contrat conclu par Bruce B avec l'OEO.

Au deuxième trimestre de 2009, le contrat conclu par Bruce B avec l'OEO a été modifié de manière à ce que, à partir de 2009, les paiements nets annuels reçus aux termes du mécanisme de prix plancher ne doivent pas être remboursés au cours d'exercices futurs. Les paiements de soutien constatés par Bruce B au deuxième trimestre de 2009 comprenaient un montant se rapportant au premier trimestre de 2009. Si ce montant avait été inclus dans les résultats du premier trimestre de 2009, le prix réalisé de 58 \$ le MWh pour ce qui est des produits de Bruce B pour le premier trimestre de 2009 aurait été comparable au prix de 58 \$ le MWh réalisé en 2010.

Les montants reçus au cours de l'exercice conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix annuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher moyen annuel. TransCanada prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de 2010 et, par conséquent, aucun montant constaté dans les produits au premier trimestre de 2010 ne devrait être remboursable.

La quote-part revenant à TransCanada de l'électricité produite par Bruce Power pendant le premier trimestre de 2010 a été de 3 144 GWh, en baisse comparativement à la production de 3 634 GWh au premier trimestre de 2009. Ce recul s'explique avant tout par le nombre supérieur de jours d'arrêts d'exploitation prévus et imprévus à Bruce A au premier trimestre de 2010. Les réacteurs de Bruce Power ont fonctionné à une capacité disponible moyenne cumulée de 87 % au premier trimestre de 2010 comparativement à 96 % au premier trimestre de 2009.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A du premier trimestre de 2010 a été vendue au prix fixe de 64,45 \$ le MWh (avant le recouvrement des coûts du combustible auprès de l'OEO), comparativement au prix de 63,00 \$ le MWh au premier trimestre de 2009. Toute la production des réacteurs de Bruce B a fait l'objet d'un prix plancher de 48,76 \$ le MWh au premier trimestre de 2010 et de 47,66 \$ le MWh au premier 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. À compter du 1^{er} avril 2010, le prix fixe pour la production de Bruce A a augmenté pour passer à 64,71 \$ le MWh, alors que le prix plancher pour la production de Bruce B a été majoré à 48,96 \$ le MWh.

Bruce B conclut également 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 58 \$ le MWh au cours du premier trimestre de 2010, tient compte des produits constatés aux termes du mécanisme de prix plancher et des ventes contractuelles. Une grande partie de ces contrats viendra à échéance d'ici la fin de 2010, ce qui devrait faire baisser les prix réalisés de Bruce B au cours

d'exercices futurs. Au 31 mars 2010, Bruce B avait vendu à terme environ 1 200 GWh et 300 GWh, représentant la quote-part de TransCanada respectivement pour le reste de 2010 et pour 2011.

La capacité globale disponible des centrales en 2010 devrait se situer aux alentours de 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A et à un peu moins de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B. Un arrêt d'exploitation prévu a commencé à la fin de février 2010 pour le réacteur 3 de Bruce A et a pris fin le 25 avril 2010. En ce qui concerne Bruce B, un arrêt d'exploitation pour entretien préventif d'environ huit semaines devrait commencer vers la mi-mai 2010 pour le réacteur 6 et vers la mi-octobre 2010 pour le réacteur 5.

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

Installations énergétiques aux États-Unis

BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis⁽¹⁾⁽²⁾

(non vérifié)

Trimestres terminés les 31 mars

(en millions de dollars)

2010

2009

Produits		
Installations énergétiques ⁽³⁾	241	272
Capacité	42	30
Autres ⁽³⁾⁽⁴⁾	26	46
	309	348
Achats de produits de base revendus ⁽³⁾	(142)	(122)
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ⁽⁴⁾	(92)	(184)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(9)	(12)
BAIIA comparable⁽¹⁾	66	30

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

(2) Comprend la première étape du projet éolien Kibby depuis octobre 2009.

(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 vérifié)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Volumes des ventes (en GWh)		
Offre		
Électricité produite	891	1 168
Achats	2 486	1 259
	3 377	2 427
Ventes		
Électricité vendue à contrat	3 215	2 140
Électricité vendue au comptant	162	287
	3 377	2 427
Capacité disponible des centrales	86 %	58 %

⁽¹⁾ Comprend la première étape du projet éolien Kibby depuis octobre 2009.

Pour le premier trimestre de 2010, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis s'est chiffré à 66 millions de dollars, soit 36 millions de dollars de plus que pour la période correspondante de 2009. La progression s'explique principalement par la hausse des produits tirés de la capacité et un ajustement, en 2010, des frais d'exploitation de la centrale de Ravenswood en 2009, annulée en partie par l'incidence du fléchissement du dollar US.

Pour le premier trimestre de 2010, les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques aux États-Unis ont été de 241 millions de dollars, chiffre inférieur aux 272 millions de dollars inscrits pour la période correspondante de 2009. Le recul s'explique principalement par la baisse des prix réalisés pour l'électricité et l'incidence du fléchissement du dollar US, annulé en partie par la progression des volumes d'électricité vendus.

Les autres produits, à 26 millions de dollars, accusent un recul de 20 millions de dollars au premier trimestre de 2010 comparativement à la même période en 2009 en raison de l'incidence du dollar US moins fort en 2010 et de la baisse des produits associés à un accord de service avec un tiers.

Les achats de produits de base revendus sous forme d'électricité se sont élevés à 142 millions de dollars au premier trimestre de 2010, un montant supérieur à celui de 122 millions de dollars inscrit pour la même période en 2009, et ce, principalement en raison de la hausse des volumes d'électricité achetés afin d'être revendus aux termes des engagements de ventes d'électricité, contrée en partie par les moindres prix par MWh pour l'électricité visée par des contrats et par l'incidence d'une devise américaine plus faible au premier trimestre 2010.

Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts ont été de 92 millions de dollars au premier trimestre de 2010, soit 92 millions de dollars de moins que pour la même période en 2009. Cette baisse s'explique par l'incidence du fléchissement du dollar US, le taux de répartition inférieur, la réduction des coûts de combustible, la baisse des coûts d'entretien dans leur ensemble et l'ajustement visant un exercice antérieur pour Ravenswood.

Au premier trimestre de 2010, 95 % des volumes des ventes d'électricité ont été vendus aux termes de contrats, comparativement à 88 % pour la même période en 2009. Les activités des installations énergétiques aux États-Unis consistent principalement à vendre la majeure partie de l'électricité produite aux termes de contrats passés avec des clients des secteurs de gros, commercial et industriel,

tout en gérant des approvisionnements d'électricité provenant de leurs installations et d'achats d'électricité en gros. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant pour les volumes de production d'électricité non visés par des contrats, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu, au 31 mars 2010, des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour quelque 8 900 GWh d'électricité pour le reste de 2010 et pour 6 600 GWh en 2011, notamment des contrats financiers pour garantir les marges 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.

Le BAII comparable ne tient pas compte de pertes non réalisées nettes de 28 millions de dollars au premier trimestre de 2010 découlant des variations de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet d'instruments dérivés des installations énergétiques des États-Unis. Les achats d'électricité ont lieu conformément à des contrats à terme afin de répondre à la plupart des engagements de vente d'électricité à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel des installations énergétiques aux États-Unis, ce qui permet à la fois de réduire l'exposition aux fluctuations des prix sur le marché au comptant et de garantir une marge positive. De plus, la production d'électricité est gérée au moyen de contrats de vente visant une partie de l'électricité devant être produite. Des contrats visant l'achat du combustible requis pour produire l'électricité sont conclus simultanément afin de réduire l'exposition à la volatilité des prix du marché et de garantir des marges positives. Chacun de ces contrats constitue un instrument de couverture économique et, dans certains cas, ces contrats ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et ils sont par conséquent inscrits à leur juste valeur compte tenu des prix du marché à terme. Depuis le 1^{er} janvier 2010, les pertes non réalisées sur ces contrats ont été retranchées du BAIIA comparable car elles ne sont pas représentatives des montants qui seront réalisés au moment du règlement des contrats. Puisque les montants comparatifs de 2009 n'étaient pas importants, ils ont été exclus du calcul du BAIIA comparable.

Stockage de gaz naturel

Le BAIIA comparable tiré du stockage de gaz naturel s'est chiffré à 51 millions de dollars au premier trimestre de 2010, contre 36 millions de dollars pour la même période en 2009. La progression de 15 millions de dollars du BAIIA comparable au premier trimestre de 2010 est principalement attribuable à l'accroissement des produits tirés du stockage auprès de tiers provenant de l'élargissement des écarts saisonniers des prix réalisés pour le gaz naturel. La nature saisonnière des activités de stockage de gaz naturel donne généralement lieu à des produits supérieurs en hiver.

Le BAIIA comparable ne tenait pas compte de pertes non réalisées nettes de 21 millions de dollars au premier trimestre de 2010 (pertes de 13 millions de dollars en 2009) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Pour gérer le résultat tiré du stockage de gaz naturel 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, ce qui lui permet de garantir des marges positives dans l'avenir et d'éliminer par le fait même le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas représentatifs des montants réalisés au moment du règlement. La juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif a été calculée en fonction d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente.

Autres postes de l'état des résultats

Intérêts débiteurs

(non vérifié)

(en millions de dollars)

Trimestres terminés les 31 mars

	2010	2009
Intérêts sur la dette à long terme ⁽¹⁾	296	335
Intérêts divers et amortissement	20	14
Intérêts capitalisés	(134)	(54)
	182	295

⁽¹⁾ Comprend l'intérêt sur les billets subordonnés de rang inférieur.

Les intérêts débiteurs ont diminué de 113 millions de dollars, passant de 295 millions de dollars au premier trimestre de 2009 à 182 millions de dollars au premier trimestre de 2010. Ce repli reflète la majoration des intérêts capitalisés dans le cadre du financement du programme d'investissement de plus grande envergure de la société en 2010, principalement en raison de la construction de Keystone. La baisse des intérêts débiteurs est également attribuable à l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar US sur les intérêts libellés en dollars US au premier trimestre de 2010.

Les impôts sur le bénéfice ont diminué, passant de 116 millions de dollars au premier trimestre de 2009 à 101 millions de dollars au premier trimestre de 2010, et ce, principalement en raison du recul du résultat au premier trimestre de 2010.

Situation de trésorerie et sources de financement

La situation financière de TransCanada et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long terme, en plus de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, demeurent bonnes et sont comparables à ce qu'elles étaient au cours des derniers exercices. La situation de trésorerie de TransCanada continue d'être solide, appuyée par des flux de trésorerie provenant de l'exploitation hautement prévisibles, par des soldes de caisse élevés découlant des récentes émissions d'actions ordinaires et privilégiées et de titres d'emprunt, ainsi que par des marges de crédit bancaires renouvelables confirmées de 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars, 1,0 milliard de dollars US et 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, décembre 2012, décembre 2012 et février 2013. Au 31 mars 2010, 812 millions de dollars avaient été prélevés sur ces facilités, auxquelles la société a également recours à l'appui de ses deux programmes de papier commercial au Canada. De plus, la quote-part de TransCanada de montants accessibles aux termes des facilités bancaires confirmées de sociétés affiliées exploitées par TransCanada s'établissait à 140 millions de dollars et les échéances variaient entre 2010 et 2012. Au 31 mars 2010, la société disposait encore de fonds de 2,1 milliards de dollars, 2,0 milliards de dollars et 4,0 milliards de dollars US, respectivement en capitaux propres, en titres d'emprunt au Canada et aux termes de ses prospectus préalables aux États-Unis. Plutôt que d'effectuer des versements de dividendes au comptant, une partie des dividendes déclarés sur les actions ordinaires et les actions privilégiées devrait être versée sous forme d'actions ordinaires émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») de la société. Les risques à l'égard de la situation de trésorerie de TransCanada, des marchés et autres sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

Au 31 mars 2010, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société s'établissaient à 736 millions de dollars, comparativement à 997 millions de dollars au 31 décembre 2009. La

diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie s'explique surtout par les dépenses en immobilisations, atténuée en partie par les fonds provenant de l'exploitation et le produit de l'émission d'actions privilégiées pendant le premier trimestre de 2010.

Activités d'exploitation

Fonds provenant de l'exploitation⁽¹⁾

(non vérifié)

(en millions de dollars)

Trimestres terminés les 31 mars

2010

2009

Flux de trésorerie

Fonds provenant de l'exploitation⁽¹⁾

723

766

Diminution du fonds de roulement d'exploitation

109

82

Rentrées nettes provenant de l'exploitation

832

848

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

Les rentrées nettes provenant de l'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation ont régressé de respectivement 16 millions de dollars et de 43 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, comparativement à la même période de 2009. Les reculs découlent en grande partie de la diminution des liquidités générées par le résultat.

Activités d'investissement

TransCanada maintient son engagement à réaliser, d'ici la fin de 2013, son programme d'investissement de 22 milliards de dollars déjà annoncé. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, les dépenses en immobilisations ont totalisé 1,3 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars en 2009). Elles ont été affectées principalement à la construction de Keystone, à l'expansion du réseau de l'Alberta, à la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et à la construction de Guadalajara.

Activités de financement

En mars 2010, aux termes de son prospectus préalable de base déposé en septembre 2009, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 14 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif, de série 3, y compris le plein exercice de l'option de surallocation de deux millions d'actions des preneurs fermes. Les actions privilégiées ont été émises à 25 \$ l'action, pour un produit brut de 350 millions de dollars, y compris l'option de surallocation. Les porteurs d'actions privilégiées ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,00 \$ par action par année, payables trimestriellement, pour un taux de rendement de 4 % par an, pour la période de cinq ans initiale se terminant le 30 juin 2015, la date de versement du premier dividende étant prévue pour le 30 juin 2010. Le taux de dividende sera rajusté le 30 juin 2015 et tous les cinq ans par la suite à un taux égal à la somme du taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur et de 1,28 %. Les actions privilégiées sont rachetables par TransCanada le ou après le 30 juin 2015. Le produit net de cette émission devrait servir à financer en partie des projets d'investissement, à des fins générales de la société et au remboursement d'emprunts à court terme.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 3 auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 le 30 juin 2015 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 4 auront le droit de recevoir

des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un rendement annuel égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours en vigueur et de 1,28 %.

La société est bien placée pour financer son programme d'investissement en cours grâce aux flux de trésorerie croissants qu'elle génère en interne, à son RRD et à son accès continu aux marchés financiers. TransCanada continue d'étudier les occasions de gestion de portefeuilles, notamment une participation accrue avec PipeLines LP, dans le cadre de son programme d'investissement.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, TransCanada a émis des titres d'emprunt à long terme totalisant 10 millions de dollars (3,1 milliards de dollars en 2009) et elle a remboursé des titres d'emprunt à long terme de 141 millions de dollars (482 millions de dollars en 2009), alors que les billets à payer ont augmenté de 432 millions de dollars (diminution de 917 millions de dollars en 2009).

Dividendes

Le 29 avril 2010, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré, pour le trimestre se terminant le 30 juin 2010, un dividende trimestriel de 0,40 \$ par action ordinaire en circulation. Le dividende est payable le 30 juillet 2010 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2010. De plus, des dividendes trimestriels de 0,2875 \$ et de 0,3041 \$ par action privilégiée ont été déclarés respectivement pour les actions privilégiées de série 1 et de série 3, pour la période se terminant le 30 juin 2010. Les dividendes sont payables le 30 juin 2010 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 mai 2010.

Aux termes du RRD de TransCanada, le conseil d'administration de TransCanada a approuvé l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte de 3 % relativement aux dividendes sur les actions ordinaires et les actions privilégiées de TransCanada et sur les actions privilégiées de TCPL. La société se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré pour répondre aux exigences de la participation au RRD. Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010, TransCanada a émis 2,3 millions d'actions ordinaires (2,1 millions en 2009) aux termes du RRD plutôt que d'effectuer des versements de dividendes au comptant de 78 millions de dollars (67 millions de dollars en 2009).

Principales conventions comptables et estimations comptables d'importance critique

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

Les principales conventions comptables et estimations comptables d'importance critique de TransCanada demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2009. Le rapport de gestion, paraissant dans le rapport annuel 2009 de TransCanada, renferme des renseignements complémentaires sur les conventions et estimations comptables.

Modifications de conventions comptables

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2009 de TransCanada. Les modifications de conventions comptables futures qui auront des incidences pour la société sont décrites ci-après.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière

Le Conseil des normes comptables de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes devront adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). La société préparera ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011.

La société continue de faire progresser son projet de conversion et, à cette fin, elle prévoit des séances de formation et des mises à jour sur les IFRS pour ses employés et administrateurs, elle continue d'apporter les changements requis à ses systèmes d'information et à ses procédés commerciaux pour permettre de répondre aux exigences des IFRS en ce qui a trait à la comptabilité et à la présentation de l'information, elle étudie les faits nouveaux relativement aux IFRS et elle évalue l'incidence que pourraient avoir sur elle les principales différences entre les PCGR et les IFRS.

TransCanada applique actuellement certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. La société prend les mesures nécessaires pour évaluer les faits nouveaux au sujet de toute information sur la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. Les faits nouveaux à ce titre pourraient influencer de façon marquée sur l'envergure du projet d'IFRS de la société et les résultats financiers de TransCanada conformément aux IFRS. La société est en voie d'évaluer l'incidence des faits nouveaux relativement à la publication d'un exposé-sondage sur les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs par l'IASB en juillet 2009. À l'heure actuelle, TransCanada ne prévoit pas que cet exposé-sondage s'appliquera en 2011.

TransCanada surveille de près le calendrier des projets de l'IASB et la société tient compte de tous les changements proposés, le cas échéant, dans son évaluation des différences entre les IFRS et les PCGR. En raison des faits nouveaux relativement à la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS et dans d'autres secteurs ainsi que de l'étape actuelle du projet d'IFRS de la société, TransCanada ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

Obligations contractuelles

Il n'y a eu aucun changement important dans les obligations contractuelles de TransCanada entre le 31 décembre 2009 et le 31 mars 2010, y compris les paiements exigibles pour les cinq prochains exercices et par la suite. Pour un complément d'information sur les obligations contractuelles, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2009 de TransCanada.

Instruments financiers et gestion des risques

TransCanada continue de gérer et de surveiller les risques de marché, de crédit lié aux contreparties et de liquidité auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque de crédit lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux prêts et billets à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers sont incluses sous le poste Débiteurs et autres créances du sommaire des instruments financiers autres que des dérivés présenté dans le tableau ci-dessous. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 mars 2010, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 31 mars 2010, la concentration du risque de crédit de la société était de 339 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie solvable. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

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

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Au 31 mars 2010, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente s'établissait à 54 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2009). La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 a donné lieu à une perte non réalisée nette avant les impôts de 24 millions de dollars (perte de 23 millions de dollars en 2009), qui a été constatée en tant que diminution des produits et des stocks. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à un gain non réalisé net de 3 millions de dollars avant les impôts (gain de 10 millions de dollars en 2009), montant qui a été constaté en tant qu'accroissement des produits.

Analyse de la valeur à risque

TransCanada a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence de son exposition au risque de marché sur ses positions liquides ouvertes. La VaR représente la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel déterminé. Elle est calculée en présumant d'un intervalle de confiance de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. Bien que les pertes ne devraient pas être supérieures aux estimations statistiques de la VaR dans 95 % des cas, il est possible, dans 5 % des cas, qu'elles soient beaucoup plus importantes que la VaR estimative. La VaR consolidée de TransCanada était de 6 millions de dollars au 31 mars 2010 (12 millions de dollars au 31 décembre 2009). Le recul depuis le 31 décembre 2009 s'explique principalement par la baisse des prix et les positions ouvertes inférieures au sein du portefeuille d'installations énergétiques aux États-Unis.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de taux d'intérêt en devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 mars 2010, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 7,7 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) et une juste valeur de 8,0 milliards de dollars (7,9 milliards de dollars US). Au 31 mars 2010, un montant de 158 millions de dollars (96 millions de dollars au 31 décembre 2009) a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

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

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	31 mars 2010		31 décembre 2009	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2010 à 2014)	140	2 000 US	86	1 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2010)	18	1 030 US	9	765 US
Options en dollars US (échéant en 2010)	-	-	1	100 US
	158	3 030 US	96	2 715 US

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

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

(non vérifié) (en millions de dollars)	31 mars 2010		31 décembre 2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	736	736	997	997
Débiteurs et autres créances ⁽²⁾⁽³⁾	1 363	1 402	1 432	1 483
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	22	22	23	23
	2 121	2 160	2 452	2 503
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	2 087	2 087	1 687	1 687
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 638	1 638	1 538	1 538
Intérêts courus	319	319	377	377
Dettes à long terme	16 213	19 208	16 664	19 377
Billets subordonnés de rang inférieur	1 005	987	1 036	976
Dettes à long terme des coentreprises	931	1 000	965	1 025
	22 193	25 239	22 267	24 980

- (1) Le bénéfice net consolidé au premier trimestre de 2010 comprenait des pertes de 7 millions de dollars (pertes de 14 millions de dollars en 2009) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 250 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2009) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur pour les instruments financiers.
- (2) Au 31 mars 2010, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 912 millions de dollars (966 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les débiteurs, de 40 millions de dollars dans les autres actifs à court terme (néant au 31 décembre 2009) et de 433 millions de dollars (489 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les actifs incorporels et autres actifs.
- (3) Constatés au coût après amortissement, exception faite de certains éléments de la dette à long terme qui sont ajustés à la juste valeur.
- (4) Au 31 mars 2010, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 612 millions de dollars (1 513 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les créditeurs et de 26 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

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

31 mars 2010

(non vérifié)

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

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	319 \$	178 \$	-	1 \$	26 \$
Passifs	(251)\$	(182)\$	-	(12)\$	(73)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	16 661	112	-	-	-
Ventes	17 657	99	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	838
En dollars US	-	-	-	612 US	1 500 US
Swaps de devises	-	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2010 ⁽⁴⁾	(16)\$	2 \$	-	-	(4)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2010 ⁽⁴⁾	22 \$	(12)\$	-	8 \$	(4)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2014	2010	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	191 \$	-	-	-	10 \$
Passifs	(313)\$	(53)\$	-	(48)\$	(44)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	15 819	31	-	-	-
Ventes	12 385	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	120 US	2 075 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées du trimestre terminé le 31 mars 2010 ⁽⁴⁾	(7)\$	(3)\$	-	-	(10)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2012	s.o.	2010- 2014	2010-2020

- (1) Tous les instruments financiers dérivés faisant partie de la catégorie d'instruments détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.
- (2) Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.
- (3) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en GWh, en milliards de pieds cubes (« Gpi³ ») et en milliers de barils.
- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 7 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2010, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2010 comprenait des pertes de 8 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

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

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾					
Actifs	150 \$	107 \$	5 \$	-	25 \$
Passifs	(98)\$	(112)\$	(5)\$	(66)\$	(68)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	15 275	238	180	-	-
Ventes	13 185	194	180	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	574
En dollars US	-	-	-	444 US	1 325 US
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾	21 \$	(35)\$	7 \$	1 \$	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾	10 \$	26 \$	(3)\$	6 \$	(4)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2010-2015	2010-2014	2010	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾					
Actifs	175 \$	2 \$	-	-	15 \$
Passifs	(148)\$	(22)\$	-	(43)\$	(50)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 641	33	-	-	-
Ventes	14 311	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	120 US	1 825 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾	26 \$	(10)\$	-	-	(7)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾	2010-2015	2010-2014	s.o.	2010-2014	2010-2020

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

(2) Au 31 décembre 2009.

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

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

(5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US au 31 décembre 2009. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(6) Le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2009 comprenait des gains de 5 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le bénéfice net ne reflète aucun

gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

(non vérifié)

(en millions de dollars)

	31 mars 2010	31 décembre 2009
Exigibles		
Autres actifs à court terme	460	315
Créditeurs	(538)	(340)
À long terme		
Actifs incorporels et autres	423	260
Montants reportés	(438)	(272)

Autres risques

Les risques supplémentaires auxquels la société est exposée sont commentés dans le rapport de gestion figurant dans le rapport annuel 2009 de TransCanada. Ces risques demeurent essentiellement inchangés depuis le 31 décembre 2009.

Contrôles et procédures

Au 31 mars 2010, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des mécanismes de présentation de l'information dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TransCanada étaient efficaces au 31 mars 2010.

Au cours du trimestre le plus récent de l'exercice, il ne s'est produit aucun changement dans le contrôle interne de TransCanada, à l'égard de la communication de l'information financière, qui a eu ou dont on peut raisonnablement penser qu'il aura une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de la communication de l'information financière de TransCanada.

Perspectives

Les perspectives de la société pour ce qui est du résultat en 2010 se sont dégradées depuis la présentation de l'information à cet égard dans le rapport annuel 2009 de TransCanada en raison de l'incidence négative, sur les résultats du secteur de l'énergie, du recul des prix de l'électricité sur le marché. Pour un complément d'information sur les perspectives, il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans le rapport annuel 2009 de TransCanada.

La cote d'émetteur accordée à TransCanada par Moody's Investors Service (« Moody's ») est Baa1, avec perspectives stables. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's (« S&P ») accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A avec perspectives stables, A3 avec perspectives stables, et A- avec perspectives stables. DBRS et S&P ont

attribué respectivement les notes Pdf-2 (bas) et P-2 aux actions privilégiées de premier rang rachetables, à dividende cumulatif, de série 1 et de série 3 de TransCanada. S&P a attribué à TransCanada la note de crédit à long terme A- avec perspectives stables.

Faits nouveaux

Pipelines

Keystone

La construction de la première phase de Keystone est presque terminée et la mise en service s'est poursuivie au premier trimestre de 2010. La mise en service commerciale de ce tronçon devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2010. La première phase de Keystone, depuis Hardisty, en Alberta, dessert les marchés de Wood River et de Patoka, en Illinois, avec une capacité nominale initiale de 435 000 barils par jour (« b/j »). L'approbation de l'ONÉ prévoit la mise en exploitation de Keystone à une pression maximale d'exploitation (« PME ») moindre, ce qui diminuera la capacité d'expédition en deça de la capacité nominale initiale. Au cours des neuf premiers mois suivant la mise en service commerciale, Keystone doit procéder à des inspections supplémentaires à l'intérieur des canalisations du tronçon canadien. Ces inspections, tous les travaux de remise en état et l'élimination des restrictions au sujet de la PME doivent avoir lieu à l'intérieur de cette période de neuf mois.

La construction de la deuxième phase de Keystone devrait porter à 591 000 b/j la capacité nominale de l'oléoduc et prolonger celui-ci jusqu'à Cushing, en Oklahoma. Elle devrait commencer au deuxième trimestre de 2010. La mise en service commerciale de la deuxième phase devrait avoir lieu au premier trimestre de 2011.

Keystone prévoit construire et exploiter un agrandissement et un prolongement du pipeline qui fourniront une capacité supplémentaire de 500 000 b/j en provenance de l'Ouest canadien et à destination de la côte américaine du golfe du Mexique au premier trimestre de 2013. L'expansion de Keystone s'étendra de Hardisty, en Alberta, à un point de livraison situé à proximité de terminaux déjà en exploitation à Port Arthur, au Texas. En mars 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de la société pour construire et exploiter le tronçon canadien du prolongement de l'oléoduc Keystone. Les permis visant les installations du projet qui sont situées aux États-Unis sont attendus au quatrième trimestre de 2010. La construction des installations pour l'agrandissement devrait s'amorcer au premier trimestre de 2011, une fois obtenues les approbations réglementaires requises.

Les dépenses en immobilisations totales devraient s'établir à quelque 12 milliards de dollars US. Jusqu'ici, elles tournent autour de 6 milliards de dollars US et le solde de 6 milliards de dollars US sera engagé d'ici la fin de 2012. Les coûts en capital liés à la construction de Keystone sont soumis à un barème de partage avec les clients des coûts en capital en fonction des risques et des avantages.

Bien que la mise en service commerciale devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2010, TransCanada prévoit que Keystone commencera à produire un BAIIA au quatrième trimestre de 2010, lorsque les restrictions au sujet de la PME pour le tronçon canadien devraient être éliminées, et le BAIIA devrait s'accroître en 2011, en 2012 et en 2013, avec l'entrée en service des étapes subséquentes du projet. Compte tenu des engagements à long terme contractés à l'égard d'un volume de 910 000 b/j, Keystone pourrait être en mesure de dégager un BAIIA de quelque 1,2 milliard de dollars US en 2013, soit dès sa première année complète d'exploitation commerciale au service des marchés du Midwest américain et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Si les volumes étaient portés à 1,1 million b/j, capacité commerciale totale du réseau, Keystone produirait un BAIIA

annuel d'approximativement 1,5 milliard de dollars US. Dans l'avenir, la capacité de Keystone pourra, de manière économique, être portée de 1,1 million b/j à 1,5 million b/j afin de répondre à toute demande supplémentaire des marchés.

Trois entités, ayant chacune conclu un accord de services de transport pour la deuxième phase du pipeline Keystone, ont présenté des exposés de demande distincts contre certaines filiales de Keystone appartenant à TransCanada à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta, sollicitant des mesures de redressement déclaratoires ou des dommages-intérêts de divers montants. Seule un de ces exposés de demande a été signifié aux filiales de Keystone. La société croit que chacun de ces exposés de demande est sans mérite et elle se défendra vigoureusement contre cette action et contre toute autre action qui pourrait être signifiée.

Réseau de l'Alberta

En mars 2010, TransCanada a terminé la dernière étape du gazoduc dans le couloir centre-nord. Ce dernier est constitué d'un pipeline de 300 km (186 milles) et des installations de compression connexes sur le tronçon nord du réseau de l'Alberta. Le projet a été achevé en avance sur le calendrier et en-dessous du budget, pour un coût en capital total d'environ 800 millions de dollars.

En mars 2010, l'ONÉ a approuvé la demande de TransCanada pour construire et exploiter le gazoduc Groundbirch. Les travaux de construction devraient commencer en juillet 2010 et se terminer en novembre 2010. Le total du coût en capital du projet est évalué à 200 millions de dollars.

L'ONÉ a annoncé en avril 2010 qu'il tiendra une audience publique relativement à la demande déposée par TransCanada en février 2010 en vue de l'approbation de construire et d'exploiter le projet Horn River. L'audience devrait commencer en octobre 2010. Sous réserve de l'obtention des autorisations requises, le projet pipelinier Horn River devrait entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2012. Le coût en capital du projet devrait totaliser quelque 310 millions de dollars.

Formule RCA de l'ONÉ

En octobre 2009, l'ONÉ a rendu une décision déclarant que la décision RH-2-94, qui avait servi de point de départ au calcul des droits exigés par les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ depuis le 1^{er} janvier 1995, ne serait plus en vigueur. L'ONÉ a indiqué que le coût du capital serait dorénavant déterminé par des négociations entre les sociétés pipelinières et leurs expéditeurs ou par l'ONÉ si une société pipelinière présente une demande au sujet du coût du capital. La décision touche certains pipelines réglementés par l'ONÉ, notamment le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta, Foothills et TQM. En collaboration avec ses clients et autres intéressés, TransCanada détermine le coût du capital qui servira au calcul des droits pour 2010 relativement au réseau de l'Alberta, à Foothills et à TQM. Des discussions avec les parties prenantes du réseau principal au Canada au sujet du coût du capital seront entreprises avant la fin du règlement en vigueur le 31 décembre 2011. Dans les cas où il n'est pas possible de conclure une entente, une demande devra être déposée devant l'ONÉ pour solliciter un rendement du capital investi équitable.

En novembre 2009, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP ») et l'Association des consommateurs industriels de gaz (« ACIG ») ont sollicité l'autorisation d'interjeter appel devant la Cour d'appel fédérale de la décision rendue par l'ONÉ en octobre 2009. L'ONÉ a été désigné comme seul défendeur. En mars 2010, la Cour d'appel fédérale a rejeté un appel présenté par l'ACPP et l'ACIG.

Appel de soumissions en Alaska

En mars 2010, la *Federal Energy Regulatory Commission* (« FERC ») des États-Unis a approuvé l'appel de soumissions dans le cadre du projet de gazoduc de l'Alaska réalisé conjointement par TransCanada et ExxonMobil. L'appel de soumissions se déroulera du 30 avril 2010 au 30 juillet 2010, inclusivement. Des appels de soumissions auront lieu simultanément au Canada pour les expéditeurs souhaitant avoir accès au gazoduc en Alberta. Les expéditeurs auront de plus la possibilité de désigner des livraisons sur le gazoduc proposé à destination de l'Alberta ou sur la gazoduc proposé à destination de Valdez, en Alaska. Les résultats de cet appel de soumissions seront connus vers la fin de 2010.

Dossier tarifaire de Great Lakes

En novembre 2009, la FERC a lancé une enquête, prétendant qu'en fonction de l'examen de certaines données historiques, les produits de Great Lakes pourraient être considérablement supérieurs au coût du service réel de Great Lakes et qu'il pourraient par conséquent ne pas être justes et raisonnables.

En avril 2010, le juge administratif présidant le cas a accueilli la requête de Great Lakes d'interrompre temporairement l'instance tarifaire de Great Lakes en raison d'un accord de principe conclu entre Great Lakes, les participants actifs et le personnel du tribunal de la FERC. Les parties prévoient déposer, le 17 mai 2010 ou aux alentours de cette date, une entente donnant corps aux modalités du règlement en vue de l'approbation subséquente par le juge administratif présidant le cas et la FERC. Si un règlement n'est pas conclu, une audience dans le cadre de l'enquête aura lieu au début d'août 2010 et le juge administratif présidant le cas rendrait une décision initiale en novembre 2010. La société ne prévoit pas que le règlement de l'instance tarifaire, s'il est conclu, aura des répercussions importantes sur les produits de Great Lakes dans le contexte du marché actuel.

Bison

En avril 2010, la FERC a rendu une ordonnance exigeant que certains documents soient présentés et que certaines approbations soient reçues avant que la construction ne puisse être approuvée. Les travaux de construction devraient débuter au deuxième trimestre de 2010, pour une entrée en service prévue au quatrième trimestre de 2010. Le coût du projet est évalué à 600 millions de dollars US.

Énergie

Oakville

Les travaux progressent à la centrale électrique d'Oakville, d'une puissance de 900 MW, située à Oakville, en Ontario. En janvier 2010, TransCanada a publié un avant-projet de rapport d'examen environnemental (« REE ») aux fins des commentaires des organismes gouvernementaux et du public, et le REE final devrait être présenté au ministère de l'Environnement de l'Ontario au deuxième trimestre de 2010. TransCanada continue de collaborer avec la collectivité afin d'examiner toute préoccupation et le projet devrait entrer en exploitation au premier trimestre de 2014.

Projets de lignes de transport d'électricité

TransCanada poursuit son examen des résultats des appels de soumissions pour les projets de lignes de transport d'électricité Zephyr et Chinook, et la société prévoit annoncer les résultats au deuxième trimestre de 2010. Chaque projet aurait la capacité de livrer de l'électricité générée principalement de

source éolienne du Wyoming (Zephyr) et du Montana (Chinook) jusqu'au Nevada afin d'accéder au marché de la Californie et à d'autres marchés des zones désertiques du sud-ouest des États-Unis.

Renseignements sur les actions

Au 27 avril 2010, TransCanada avait 687 millions d'actions ordinaires émises et en circulation ainsi que 22 millions et 14 millions respectivement d'actions privilégiées de série 1 et de série 3 émises et en circulation. En outre, elle avait 9 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 7 millions d'options qui pouvaient être exercées au 27 avril 2010.

Principales données financières trimestrielles consolidées ⁽¹⁾

(non vérifié)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)

	2010	2009				2008		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	1 955	2 010	2 087	2 010	2 179	2 234	2 145	2 079
Bénéfice net	303	387	345	314	334	277	390	324
Données sur les actions								
Bénéfice net par action – de base	0,43 \$	0,56 \$	0,50 \$	0,50 \$	0,54 \$	0,47 \$	0,67 \$	0,58 \$
Bénéfice net par action – dilué	0,43 \$	0,56 \$	0,50 \$	0,50 \$	0,54 \$	0,46 \$	0,67 \$	0,58 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,40 \$	0,38 \$	0,38 \$	0,38 \$	0,38 \$	0,36 \$	0,36 \$	0,36 \$

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

Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle

Dans le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits ainsi que le bénéfice net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

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

- Le BAII du secteur de l'énergie au premier trimestre de 2010 comprenait des pertes non réalisées nettes de 28 millions de dollars avant les impôts (17 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur de certains contrats faisant l'objet

d'instruments dérivés des installations énergétiques aux États-Unis. Le BAI du secteur de l'énergie comprenait également des pertes non réalisées nettes de 21 millions de dollars avant les impôts (15 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

- Au quatrième trimestre de 2009, le BAI du secteur des pipelines comprenait un gain de dilution de 29 millions de dollars avant les impôts (18 millions de dollars après les impôts) attribuable à la participation réduite de TransCanada dans PipeLines LP après l'émission de parts ordinaires de PipeLines LP dans le cadre d'un appel public à l'épargne. Le BAI du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le bénéfice net comprenait des ajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars découlant de réductions des taux d'imposition des sociétés dans la province de l'Ontario.
- Au troisième trimestre de 2009, le BAI du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 14 millions de dollars avant les impôts (10 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Au deuxième trimestre de 2009, le BAI du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 7 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le BAI de l'entreprise d'énergie comprenait également l'apport de la centrale de Portlands Energy, qui est entrée en exploitation en avril 2009, ainsi que l'incidence négative des prix de l'électricité réalisés généralement inférieurs pour les installations énergétiques de l'Ouest.
- Au premier trimestre de 2009, le BAI du secteur de l'énergie comprenait des pertes non réalisées nettes de 13 millions de dollars avant les impôts (9 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Au quatrième trimestre de 2008, le BAI du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars avant les impôts (6 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le bénéfice net comprenait des pertes non réalisées nettes de 57 millions de dollars avant les impôts (39 millions de dollars après les impôts) en raison de la variation de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié à l'accroissement des taux d'intérêt, mais qui n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture.
- Au troisième trimestre de 2008, le BAI du secteur de l'énergie comprenait l'apport résultant de l'acquisition de Ravenswood en août 2008. Le bénéfice net comprenait des ajustements favorables d'impôts sur le bénéfice de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes.

- Au deuxième trimestre de 2008, le BAI du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés nets de 12 millions de dollars avant les impôts (8 millions de dollars après les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, le BAI des installations énergétiques de l'Ouest s'est accru en raison de la hausse des prix réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché en Alberta.

États consolidés des résultats

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars, sauf le nombre d'actions et les montants par action)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Produits	1 955	2 179
Charges d'exploitation et autres charges		
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	747	832
Achats de produits de base revendus	256	229
Amortissement	343	346
	1 346	1 407
Charges financières (produits financiers)		
Intérêts débiteurs	182	295
Intérêts débiteurs des coentreprises	16	14
Intérêts créditeurs et autres produits	(24)	(22)
	174	287
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice et les participations sans contrôle	435	485
Impôts sur le bénéfice		
Exigibles	81	54
Futurs	20	62
	101	116
Participations sans contrôle		
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	22	24
Dividendes sur les actions privilégiées d'une filiale	6	6
Participation sans contrôle dans Portland	3	5
	31	35
Bénéfice net	303	334
Dividendes sur les actions privilégiées	7	-
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	296	334
Bénéfice net par action		
De base et dilué	0,43 \$	0,54 \$
Nombre moyen d'actions ordinaires en circulation (en millions)		
- de base	686	618
- dilué	687	619

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des flux de trésorerie

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

	2010	2009
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	303	334
Amortissement	343	346
Impôts futurs	20	62
Participations sans contrôle	31	35
Capitalisation des avantages sociaux futurs supérieure aux charges	(32)	(34)
Autres	58	23
	723	766
Diminution du fonds de roulement d'exploitation	109	82
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	832	848
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(1 276)	(1 123)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	-	(134)
Montants reportés et autres	(216)	(175)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 492)	(1 432)
Activités de financement		
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(188)	(156)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(27)	(27)
Billets à payer émis (remboursés), montant net	432	(917)
Dette à long terme émise, déduction faite des frais d'émission	10	3 060
Réduction de la dette à long terme	(141)	(482)
Dette à long terme émise par des coentreprises	8	16
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	(26)	(23)
Actions ordinaires émises	9	11
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	339	-
Rentrées nettes liées aux activités de financement	416	1 482
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(17)	26
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(261)	924
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Au début de la période	997	1 308
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Fin de la période	736	2 232
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Impôts sur le bénéfice payés, déduction faite des remboursements	4	57
Intérêts payés	239	263

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés*(non vérifié)***31 mars****31 décembre***(en millions de dollars)***2010****2009****ACTIF****Actif à court terme**

Trésorerie et équivalents de trésorerie

736

997

Débiteurs

912

966

Stocks

463

511

Autres

799

701

2 910

3 175

Immobilisations corporelles**34 111**

32 879

Écart d'acquisition**3 645**

3 763

Actifs réglementaires**1 459**

1 524

Actifs incorporels et autres actifs**2 296**

2 500

44 421

43 841

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

Billets à payer

2 087

1 687

Créditeurs

2 605

2 195

Intérêts courus

319

377

Tranche de la dette à long terme échéant à moins de
un an**636**

478

Tranche de la dette à long terme des

coentreprises échéant à moins de un an

206

212

5 853

4 949

Passif réglementaire**347**

385

Montants reportés**912**

743

Impôts futurs**2 800**

2 856

Dette à long terme**15 577**

16 186

Dette à long terme des coentreprises**725**

753

Billets subordonnés de rang inférieur**1 005**

1 036

27 219

26 908

Participations sans contrôle

Participation sans contrôle dans PipeLines LP

686

705

Actions privilégiées d'une filiale

389

389

Participation sans contrôle dans Portland

81

80

1 156

1 174

Capitaux propres**16 046**

15 759

44 421

43 841

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés du résultat étendu

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	296	334
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice		
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(147)	(38)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	59	-
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(77)	27
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	1	4
Autres éléments du résultat étendu	(164)	(7)
Résultat étendu	132	327

(1) Déduction faite d'une charge fiscale de 30 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (recouvrement de 6 millions de dollars en 2009).

(2) Déduction faite d'une charge fiscale de 26 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (charge de 4 millions de dollars en 2009).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 57 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2009).

(4) Déduction faite d'une charge fiscale de 1 million de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (charge de 1 million de dollars en 2009).

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Cumul des autres éléments du résultat étendu consolidé

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Total
Solde au 31 décembre 2009	(592)	(40)	(632)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(147)	-	(147)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	59	-	59
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	(77)	(77)
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	-	1	1
Solde au 31 mars 2010	(680)	(116)	(796)
<hr/>			
Solde au 31 décembre 2008	(379)	(93)	(472)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les investissements dans des établissements étrangers ⁽¹⁾	(38)	-	(38)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures des investissements dans des établissements étrangers ⁽²⁾	-	-	-
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	-	27	27
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures ⁽⁴⁾	-	4	4
Solde au 31 mars 2009	(417)	(62)	(479)

(1) Déduction faite d'une charge fiscale de 30 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (recouvrement de 6 millions de dollars en 2009).

(2) Déduction faite d'une charge fiscale de 26 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (charge de 4 millions de dollars en 2009).

(3) Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 57 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (recouvrement de 3 millions de dollars en 2009).

(4) Déduction faite d'une charge fiscale de 1 million de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (charge de 1 million de dollars en 2009).

(5) Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 68 millions de dollars (35 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

États consolidés des capitaux propres*(non vérifié)
(en millions de dollars)*Trimestres terminés les 31 mars
2010 2009

	2010	2009
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	11 338	9 264
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	78	67
Produit de l'émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	9	11
Solde à la fin de la période	11 425	9 342
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	539	-
Produit de l'émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	342	-
Solde à la fin de la période	881	-
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	328	279
Émission d'options sur actions	1	-
Solde à la fin de la période	329	279
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	4 186	3 827
Bénéfice net	303	334
Dividendes sur les actions ordinaires	(275)	(236)
Dividendes sur les actions privilégiées	(7)	-
Solde à la fin de la période	4 207	3 925
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(632)	(472)
Autres éléments du résultat étendu	(164)	(7)
Solde à la fin de la période	(796)	(479)
	3 411	3 446
Total des capitaux propres	16 046	13 067

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

(non vérifié)

1. Principales conventions comptables

Les états financiers consolidés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont présentées dans les états financiers consolidés vérifiés annuels de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009. Ces états financiers consolidés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes considérées. Les présents états financiers consolidés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés vérifiés de 2009 compris dans le rapport annuel 2009 de TransCanada. À moins d'indication contraire, « TransCanada » ou la « société » englobent TransCanada Corporation et ses filiales. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Dans le secteur des pipelines, qui est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits ainsi que le bénéfice net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent d'ajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

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

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société.

2. Modifications de conventions comptables

Les conventions comptables de la société ne diffèrent pas de façon significative de celles décrites dans le rapport annuel 2009 de TransCanada. Les modifications de conventions comptables futures qui auront des incidences pour la société sont décrites ci-après.

*Modifications comptables futures***Normes internationales d'information financière**

Le Conseil des normes comptables de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») a annoncé qu'à compter du 1^{er} janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes devront adopter les Normes internationales d'information financière (« IFRS ») établies par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). La société préparera ses états financiers conformément aux IFRS à compter du 1^{er} janvier 2011.

TransCanada applique actuellement certaines conventions comptables uniques à une entreprise à tarifs réglementés. La société prend les mesures nécessaires pour évaluer les faits nouveaux au sujet de toute information sur la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. Les faits nouveaux à ce titre pourraient influencer de façon marquée sur l'envergure du projet d'IFRS de la société et les résultats financiers de TransCanada conformément aux IFRS. La société est en voie d'évaluer l'incidence des faits nouveaux relativement à la publication d'un exposé-sondage sur les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs par l'IASB en juillet 2009.

En raison des faits nouveaux relativement à la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS et dans d'autres secteurs ainsi que de l'étape actuelle du projet d'IFRS de la société, TransCanada ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs.

3. Informations sectorielles

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)(en millions de dollars)	Pipelines		Énergie ⁽¹⁾		Siège social		Total	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Produits	1 129	1 264	826	915	-	-	1 955	2 179
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(361)	(393)	(360)	(409)	(26)	(30)	(747)	(832)
Achats de produits de base revendus	-	-	(256)	(229)	-	-	(256)	(229)
Amortissement	(253)	(260)	(90)	(86)	-	-	(343)	(346)
	515	611	120	191	(26)	(30)	609	772
Intérêts débiteurs							(182)	(295)
Intérêts débiteurs des coentreprises							(16)	(14)
Intérêts créditeurs et autres produits							24	22
Impôts sur le bénéfice							(101)	(116)
Participations sans contrôle							(31)	(35)
Bénéfice net							303	334
Dividendes sur les actions privilégiées							(7)	-
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							296	334

(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 des installations énergétiques aux États-Unis. Les résultats comparatifs pour 2009 tiennent compte des montants sortis des achats de produits de base revendus et reclassés dans les produits.

Total de l'actif

(non vérifié) (en millions de dollars)	31 mars 2010	31 décembre 2009
Pipelines	29 917	29 508
Énergie	12 862	12 477
Siège social	1 642	1 856
	44 421	43 841

4. Dette à long terme

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la société a capitalisé des intérêts de 134 millions de dollars (54 millions de dollars en 2009) relativement aux projets d'investissement.

5. Capital-actions

Émission d'actions privilégiées

En mars 2010, aux termes de son prospectus préalable de base déposé en septembre 2009, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 14 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif, de série 3, y compris le plein exercice de l'option de surallocation de deux millions d'actions des preneurs fermes. Les actions privilégiées ont été émises à 25 \$ l'action, pour un produit brut de 350 millions de dollars, y compris l'option de surallocation. Les porteurs d'actions privilégiées ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,00 \$ par action par année, payables trimestriellement, pour un taux de rendement de 4 % par an, pour la période de cinq ans initiale se terminant le 30 juin 2015, la date de versement du premier dividende étant prévue pour le 30 juin 2010. Le taux de dividende sera rajusté le 30 juin 2015 et tous les cinq ans par la suite à un taux égal à la somme du taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans en vigueur et de 1,28 %. Les actions privilégiées sont rachetables par TransCanada le ou après le 30 juin 2015. Le produit net de cette émission devrait servir à financer en

partie des projets d'investissement, à d'autres fins générales de la société et au remboursement d'emprunts à court terme.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 3 auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 le 30 juin 2015 et le 30 juin tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 4 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un rendement égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours en vigueur et de 1,28 %.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010, TransCanada a émis 2,3 millions d'actions ordinaires (2,1 millions d'actions en 2009) aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD ») plutôt que d'effectuer des versements de dividendes au comptant totalisant 78 millions de dollars (67 millions de dollars en 2009). Les dividendes aux termes du RRD ont été versés par le truchement d'actions ordinaires émises sur le capital autorisé.

6. Instruments financiers et gestion des risques

TransCanada continue de gérer et de surveiller les risques de marché, de crédit lié aux contreparties et de liquidité auxquels elle est exposée.

Risque de crédit lié aux contreparties et risque de liquidité

À la date du bilan, le risque de crédit lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, à la juste valeur des actifs dérivés et aux prêts et billets à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers sont incluses sous le poste Débiteurs et autres créances du sommaire des instruments financiers autres que des dérivés présenté dans le tableau ci-dessous. Des lettres de crédit et des liquidités sont les principaux types de garanties pour ces montants. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 mars 2010, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Au 31 mars 2010, la concentration du risque de crédit de la société était de 339 millions de dollars à recevoir d'une contrepartie solvable. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

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

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Au 31 mars 2010, la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif déterminée à l'aide d'une moyenne pondérée des prix à terme pour les quatre mois suivants moins les coûts de vente s'établissait à 54 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2009). La variation de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 a donné lieu à une perte non réalisée nette avant les impôts de 24 millions de dollars (perte de 23 millions de dollars en 2009), qui a été constatée en tant que diminution des produits et des stocks. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel a donné lieu à un gain non réalisé net de 3 millions de dollars avant les

impôts (gain de 10 millions de dollars en 2009), montant qui a été constaté en tant qu'accroissement des produits.

Analyse de la valeur à risque

TransCanada a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence de son exposition au risque de marché sur ses positions liquides ouvertes. La VaR représente la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel déterminé. Elle est calculée en présumant d'un intervalle de confiance de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions ouvertes sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. Bien que les pertes ne devraient pas être supérieures aux estimations statistiques de la VaR dans 95 % des cas, il est possible, dans 5 % des cas, qu'elles soient beaucoup plus importantes que la VaR estimative. La VaR consolidée de TransCanada était de 6 millions de dollars au 31 mars 2010 (12 millions de dollars au 31 décembre 2009). Le recul depuis le 31 décembre 2009 s'explique principalement par la baisse des prix et les positions ouvertes inférieures au sein du portefeuille d'installations énergétiques aux États-Unis.

Investissement net dans des établissements étrangers autonomes

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de taux d'intérêt en devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 mars 2010, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres d'emprunt libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 7,7 milliards de dollars (7,6 milliards de dollars US) et une juste valeur de 8,0 milliards de dollars (7,9 milliards de dollars US). Au 31 mars 2010, un montant de 158 millions de dollars (96 millions de dollars au 31 décembre 2009) a été inclus dans les actifs incorporels et autres actifs pour la juste valeur des contrats à terme et des swaps utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

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

Actif (passif) (non vérifié) (en millions de dollars)	31 mars 2010		31 décembre 2009	
	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ⁽¹⁾	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2010 à 2014)	140	2 000 US	86	1 850 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant 2010)	18	1 030 US	9	765 US
Options en dollars US (échéant 2010)	-	-	1	100 US
	158	3 030 US	96	2 715 US

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

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	31 mars 2010		31 décembre 2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actifs financiers⁽¹⁾				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	736	736	997	997
Débiteurs et autres créances ⁽²⁾⁽³⁾	1 363	1 402	1 432	1 483
Actifs disponibles à la vente ⁽²⁾	22	22	23	23
	2 121	2 160	2 452	2 503
Passifs financiers⁽¹⁾⁽³⁾				
Billets à payer	2 087	2 087	1 687	1 687
Créditeurs et montants reportés ⁽⁴⁾	1 638	1 638	1 538	1 538
Intérêts courus	319	319	377	377
Dette à long terme	16 213	19 208	16 664	19 377
Billets subordonnés de rang inférieur	1 005	987	1 036	976
Dette à long terme des coentreprises	931	1 000	965	1 025
	22 193	25 239	22 267	24 980

⁽¹⁾ Le bénéfice net consolidé au premier trimestre de 2010 comprenait des pertes de 7 millions de dollars (perte de 14 millions de dollars en 2009) en raison d'ajustements de la juste valeur liés à des swaps de taux d'intérêt visant 250 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2009) de la dette à long terme. Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur pour les instruments financiers.

⁽²⁾ Au 31 décembre 2010, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 912 millions de dollars (966 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les débiteurs, de 40 millions de dollars dans les autres actifs à court terme (néant au 31 décembre 2009) et de 433 millions de dollars (489 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les actifs incorporels et autres actifs.

⁽³⁾ Constatés au coût après amortissement, exception faite de certains éléments de la dette à long terme qui sont ajustés à la juste valeur.

⁽⁴⁾ Au 31 mars 2010, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 612 millions de dollars (1 513 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les créditeurs et de 26 millions de dollars (25 millions de dollars au 31 décembre 2009) dans les montants reportés.

Sommaire des instruments financiers dérivés

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

31 mars 2010*(non vérifié)**(tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)*

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction⁽¹⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	319 \$	178 \$	-	1 \$	26 \$
Passifs	(251)\$	(182)\$	-	(12)\$	(73)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	16 661	112	-	-	-
Ventes	17 657	99	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	838
En dollars US	-	-	-	612 US	1 500 US
Swaps de devises	-	-	-	47/37 US	-
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2010 ⁽⁴⁾	(16)\$	2 \$	-	-	(4)\$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2010 ⁽⁴⁾	22 \$	(12)\$	-	8 \$	(4)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2014	2010	2010- 2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽²⁾					
Actifs	191 \$	-	-	-	10 \$
Passifs	(313)\$	(53)\$	-	(48)\$	(44)\$
Valeurs nominales					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	15 819	31	-	-	-
Ventes	12 385	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	120 US	2 075 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Pertes nettes réalisées du trimestre terminé le 31 mars 2010 ⁽⁴⁾	(7)\$	(3)\$	-	-	(10)\$
Dates d'échéance	2010-2015	2010-2012	s.o.	2010- 2014	2010-2020

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

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

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

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

reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 7 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2010, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2010 comprenait des pertes de 8 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

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

	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Intérêts
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾					
Actifs	150 \$	107 \$	5 \$	-	25 \$
Passifs	(98)\$	(112)\$	(5)\$	(66)\$	(68)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	15 275	238	180	-	-
Ventes	13 185	194	180	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	574
En dollars US	-	-	-	444 US	1 325 US
Swaps de devises	-	-	-	227/157 US	-
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾					
	21 \$	(35)\$	7 \$	1 \$	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾					
	10 \$	26 \$	(3)\$	6 \$	(4)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾					
	2010-2015	2010-2014	2010	2010-2012	2010-2018
Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture⁽⁵⁾⁽⁶⁾					
Justes valeurs ⁽¹⁾⁽²⁾					
Actifs	175 \$	2 \$	-	-	15 \$
Passifs	(148)\$	(22)\$	-	(43)\$	(50)\$
Valeurs nominales ⁽²⁾					
Volumes ⁽³⁾					
Achats	13 641	33	-	-	-
Ventes	14 311	-	-	-	-
En dollars US	-	-	-	120 US	1 825 US
Swaps de devises	-	-	-	136/100 US	-
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s du trimestre terminé le 31 mars 2009 ⁽⁴⁾					
	26 \$	(10)\$	-	-	(7)\$
Dates d'échéance ⁽²⁾					
	2010-2015	2010-2014	s.o.	2010-2014	2010-2020

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

(2) Au 31 décembre 2009.

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

- (4) Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction et liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres produits. La tranche efficace des gains et des pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés visés par des relations de couverture est initialement constatée dans les autres éléments du résultat étendu, puis elle est reclassée dans les produits, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres produits, le cas échéant, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- (5) Toutes les relations de couverture sont désignées en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 4 millions de dollars et une valeur nominale de 150 millions de dollars US au 31 décembre 2009. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Au premier trimestre de 2009, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (6) Le bénéfice net du trimestre terminé le 31 mars 2009 comprenait des gains de 5 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées. Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

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

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars)</i>	31 mars 2010	31 décembre 2009
Exigibles		
Autres actifs à court terme	460	315
Créditeurs	(538)	(340)
À long terme		
Actifs incorporels et autres	423	260
Montants reportés	(438)	(272)

Hierarchie de la juste valeur

Les actifs et les passifs financiers de la société constatés à la juste valeur sont classés dans trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur. La juste valeur des actifs et des passifs inclus dans le premier niveau est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques. Les justes valeurs des actifs et des passifs inclus dans le deuxième niveau comprennent des évaluations déterminées au moyen de données autres que les prix cotés pour lesquels toutes les données importantes peuvent être observées, directement ou indirectement. Cette catégorie comprend la juste valeur déterminée au moyen de techniques d'évaluation telles que des modèles d'établissement du prix d'options et d'extrapolation à l'aide de données observables. Les évaluations incluses dans le troisième niveau sont fondées sur des données qui ne sont pas facilement observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur dans son ensemble. Les opérations à échéance éloignée visant des marchandises sur certains marchés et la juste valeur des garanties sont incluses dans cette catégorie. Les prix des marchandises faisant l'objet d'opérations à échéance éloignée sont déterminés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui se fonde sur les données fondamentales du marché pour établir des prix à long terme. La juste valeur des garanties est évaluée par actualisation des flux de

trésorerie qui seraient engagés s'il fallait avoir recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties.

Les actifs et les passifs financiers évalués à la juste valeur au 31 mars 2010 sont classés comme suit. Pour le premier trimestre de 2010, il n'y a eu aucun transfert entre le premier niveau et le deuxième niveau.

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)</i>	Prix cotés sur des marchés actifs (premier niveau)	Autres données importantes observables (deuxième niveau)	Données importantes inobservables (troisième niveau)	Total
Stocks de gaz naturel	-	54	-	54
Instruments financiers dérivés :				
Actifs	137	742	19	898
Passifs	(205)	(762)	(24)	(991)
Actifs disponibles à la vente	22	-	-	22
Passif au titre de garanties ⁽¹⁾	-	-	(9)	(9)
	(46)	34	(14)	(26)

⁽¹⁾ La juste valeur des garanties est incluse dans les montants reportés.

Le tableau qui suit présente la variation nette des actifs et des passifs financiers évalués à la juste valeur et inclus dans la catégorie de juste valeur de troisième niveau :

<i>(non vérifié)</i> <i>(en millions de dollars, avant les impôts sur le bénéfice)</i>	Instruments dérivés ⁽¹⁾	Garanties ⁽²⁾	Total
Solde au 31 décembre 2009	(2)	(9)	(11)
Nouveaux contrats ⁽³⁾	(10)	-	(10)
Règlements	(1)	-	(1)
Transferts depuis le troisième niveau	(5)	-	(5)
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans le bénéfice net	5	-	5
Variation des gains non réalisés comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	8	-	8
Solde au 31 mars 2010	(5)	(9)	(14)

⁽¹⁾ La juste valeur des instruments dérivés compris dans les actifs et les passifs correspond au montant net.

⁽²⁾ La juste valeur des garanties est comprise dans les montants reportés. Aucun montant n'a été constaté dans le bénéfice net pour les périodes à l'étude.

⁽³⁾ Le total des pertes nettes incluses dans le bénéfice net attribuable aux instruments dérivés conclus au cours de la période considérée et toujours détenus à la date du bilan est de 1 million de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une baisse de 20 millions de dollars ou à une hausse de 20 millions de dollars de la juste valeur des instruments financiers dérivés compris dans le troisième niveau et en vigueur au 31 mars 2010.

Un accroissement de 100 points de base ou un recul de 100 points de base du taux des lettres de crédit, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à respectivement une augmentation de 5 millions de dollars ou à une diminution de 5 millions de dollars de la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 31 mars 2010. Parallèlement, l'incidence d'une

augmentation de 100 points de base ou d'une diminution de 100 points de base du taux d'actualisation de la juste valeur du passif au titre des garanties en vigueur au 31 mars 2010 entraînerait respectivement une baisse de 1 million de dollars du passif ou une hausse de 1 million de dollars du passif.

7. Avantages sociaux futurs

La charge nette au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société se présente comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars (non vérifié)(en millions de dollars)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2010	2009	2010	2009
Coût des services rendus au cours de la période	12	11	-	-
Intérêts débiteurs	23	23	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(27)	(25)	-	-
Amortissement de la perte actuarielle nette	2	1	-	-
Amortissement des coûts au titre des services passés	1	1	-	-
Coût net constaté au titre des avantages	11	11	2	2

8. Éventualités

Les montants reçus au cours d'une année conformément au mécanisme de prix plancher de Bruce B doivent être remboursés si les prix sur le marché au comptant sont supérieurs au prix plancher. TransCanada prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de 2010 et, par conséquent, aucun montant constaté dans les produits pour les trois premiers mois de 2010 ne devrait être remboursable.

9. Événements postérieurs à la date du bilan

Les événements postérieurs ont été évalués jusqu'à la date de diffusion possible des états financiers, soit le 29 avril 2010.

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

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

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