

Rapport trimestriel aux actionnaires

Bénéfice de TransCanada en hausse de 26 % au troisième trimestre Valeur du portefeuille de croissance d'Énergie Est portée à 38 milliards de dollars

CALGARY, Alberta – **Le 5 novembre 2013** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou « la société ») a annoncé aujourd'hui que le résultat comparable du troisième trimestre de 2013 s'établit à 447 millions de dollars (0,63 \$ par action) comparativement à 349 millions de dollars (0,50 \$ par action) pour la même période en 2012, ce qui représente une augmentation de 26 % par action. Par ailleurs, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du troisième trimestre de 2013 s'est chiffré à 481 millions de dollars (0,68 \$ par action). Pour le troisième trimestre de 2013, les fonds provenant de l'exploitation ont totalisé 1,046 milliard de dollars comparativement à 866 millions de dollars pour la période correspondante de 2012, soit une hausse de 21 %. Le conseil d'administration de TransCanada a déclaré un dividende trimestriel de 0,46 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2013, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,84 \$ par action ordinaire.

« Encore une fois, notre portefeuille d'actifs en matière d'infrastructures énergétiques essentielles a produit de solides résultats au titre du bénéfice et des flux de trésorerie pour le troisième trimestre, et cela, malgré les enjeux touchant les gazoducs aux États-Unis et les creux cycliques qui influent sur notre entreprise de stockage de gaz, a affirmé Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable pour les neuf premiers mois de 2013 s'est établi à 1,66 \$ par action, soit une progression de 15 % comparativement à la même période de l'exercice précédent, en raison de la remise en service des huit réacteurs de la centrale de Bruce Power, du relèvement des prix de l'électricité en Alberta et des prix de capacité de New York, ainsi que du rendement autorisé du capital-actions supérieur pour le réseau principal au Canada. Le bénéfice appréciable que nous avons dégagé de nos activités d'exploitation depuis le début de l'exercice a donné lieu à des flux de trésorerie totalisant 2,9 milliards de dollars, soit une augmentation de 18 % comparativement à la même période de l'exercice précédent. »

TransCanada poursuit actuellement un programme d'investissement sans précédent en vue d'accroître de façon importante ses trois principaux secteurs d'activité. Par exemple, en ce qui concerne Énergie Est, nous avons maintenant garanti sur le plan commercial des projets d'investissement d'une valeur de plus de 38 milliards de dollars, lesquels sont soutenus soit par des contrats de longue durée, soit des modèles d'entreprise axés sur le coût du service. La valeur approximative du portefeuille d'oléoducs, de gazoducs et d'installations de production d'électricité est de respectivement 23 milliards de dollars, 13 milliards de dollars et 2 milliards de dollars. D'ici à la fin de la décennie, sous réserve des approbations requises, notre portefeuille de projets confiés à contrat de premier ordre devrait donner lieu à une croissance vigoureuse du bénéfice et des flux de trésorerie.

Points saillants

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

- Résultats financiers du troisième trimestre
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 481 millions de dollars (0,68 \$ par action)
 - Résultat comparable de 447 millions de dollars (0,63 \$ par action)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,257 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation totalisant 1,046 milliard de dollars
- Dividende trimestriel de 0,46 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre
- Obtention d'un appui commercial garanti pour le projet d'oléoduc Énergie Est, d'une valeur de 12 milliards de dollars, qui acheminera du pétrole brut depuis des points de réception dans l'Ouest canadien jusqu'aux marchés et terminaux d'exportation de l'est du Canada.
- Construction dans le cadre du projet de 2,3 milliards de dollars US sur la côte du golfe, exception faite du latéral de Houston, achevée à 95 %
- Conclusion des ententes pour le projet North Montney, qui vise le prolongement du réseau de NGTL et son raccordement avec le projet de transport de Prince Rupert (« PTPR »), pour un montant approximatif de 1,7 milliard de dollars
- Obtention, le 1^{er} novembre, de l'approbation de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») du règlement pour 2013 et 2014 auprès des expéditeurs sur le réseau de NGTL
- Obtention d'un règlement à long terme avec les sociétés locales de distribution sur le réseau principal au Canada
- Remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 de Sundance A respectivement en septembre et octobre 2013

- Acquisition, le 30 septembre, de deux autres projets d'énergie solaire en Ontario, en contrepartie de 99 millions de dollars
- Conclusion de la vente à TC PipeLines, LP, le 1^{er} juillet, d'une participation de 45 % dans GTN et dans Bison en contrepartie de 1,05 milliard de dollars US

Le résultat comparable du troisième trimestre de 2013, à 447 millions de dollars (0,63 \$ par action), se compare à 349 millions de dollars (0,50 \$ par action) pour la même période en 2012. L'amélioration du bénéfice pour le réseau principal au Canada, les installations énergétiques de l'Ouest, la centrale de Bruce Power et les installations énergétiques aux États-Unis a été neutralisée en partie par des contributions inférieures de nos gazoducs aux États-Unis.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour le troisième trimestre de 2013 s'est chiffré à 481 millions de dollars (0,68 \$ par action), comparativement à 369 millions de dollars (0,52 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2012.

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

Oléoducs :

- *Oléoduc Énergie Est* Le 1^{er} août 2013, après avoir obtenu des contrats d'expédition fermes et à long terme pour une capacité approximative de 900 000 barils par jour (« b/j ») à la suite d'un appel de soumissions que nous avons lancé pour le transport de pétrole brut depuis l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries et terminaux d'exportation dans l'est du Canada, nous avons annoncé la mise en chantier du projet d'oléoduc Énergie Est, d'une capacité de 1,1 million b/j. Exception faite de la valeur de transfert des actifs de gaz naturel du réseau principal au Canada, nous prévoyons qu'il en coûtera environ 12 milliards de dollars pour mener à bien ce projet. Les livraisons vers le Québec devraient commencer à la fin de 2017 et celles vers le Nouveau-Brunswick en 2018, sous réserve des approbations réglementaires requises. Le dépôt des demandes d'approbation visant la construction et l'exploitation du projet pipelinier et des installations terminales devrait avoir lieu au cours du premier semestre de 2014.
- *Projet de la côte du golfe* Nous construisons un pipeline d'un diamètre de 36 pouces, à un coût de 2,3 milliards de dollars US, entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. Nous prévoyons commencer à acheminer du pétrole brut à destination de Port Arthur, au Texas, vers la fin de 2013. La construction du pipeline est achevée à environ 95 %.

Nous avons également amorcé la construction du latéral de Houston d'une longueur de 76 kilomètres (« km ») (47 milles) à un coût de 300 millions de dollars US. Le latéral acheminera du pétrole brut jusqu'aux raffineries de Houston, au Texas. Les travaux de construction devraient s'achever en 2014.

Le projet de la côte du golfe aura une capacité pouvant atteindre 700 000 b/j.

- *Keystone XL* Le 1^{er} mars 2013, le Département d'État des États-Unis a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental pour l'oléoduc Keystone XL. L'énoncé d'impact a réitéré que la construction du pipeline proposé de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska, ne donnerait lieu à aucune incidence environnementale importante. Le Département d'État poursuit son examen des commentaires sur l'énoncé d'impact qui lui ont été soumis pendant la période allouée pour la rétroaction du public, qui a pris fin le 22 avril 2013. Le Département d'État, une fois sa revue terminée, devrait publier un énoncé d'impact environnemental supplémentaire final, puis consulter d'autres organismes gouvernementaux en plus d'offrir au public une occasion supplémentaire de formuler ses commentaires au cours de la période allouée, à concurrence de 90 jours, pour déterminer si le projet sert les meilleurs intérêts du pays avant de prendre une décision au sujet de notre demande de permis présidentiel.

Nous prévoyons que la mise en service de l'oléoduc aura lieu dans les deux ans suivant la réception du permis présidentiel. Les estimations de coûts de 5,3 milliards de dollars US augmenteront en fonction du moment de l'obtention du permis. Au 30 septembre 2013, nous avons investi 2,0 milliards de dollars US dans ce projet.

- *Projet pipelinier Northern Courier* En avril 2013, nous avons déposé une demande de permis auprès de l'organisme de réglementation de l'Alberta après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur le terrain connexes.

Le 30 octobre 2013, Suncor Énergie Inc. a annoncé que Fort Hills Energy Limited Partnership allait de l'avant avec le projet d'exploitation des sables bitumineux de Fort Hills et que la production de pétrole brut devrait s'amorcer dès la fin de 2017. Notre projet pipelinier Northern Courier devrait être achevé en 2017, et il assurera

le transport de pétrole brut depuis la mine de Fort Hills jusqu'aux installations de stockage de Suncor situées au nord de Fort McMurray.

- *Pipeline Heartland et terminaux TC* Le 30 mai 2013, nous avons déposé une demande de permis visant les installations terminales auprès de l'organisme de réglementation de l'Alberta et, le 25 octobre, nous avons présenté une demande concernant le pipeline. Ces deux projets prévoient la construction d'un oléoduc de 200 km (125 milles) qui reliera la région d'Edmonton aux installations de Hardisty, en Alberta, et l'aménagement de terminaux dans la zone industrielle de Heartland, au nord d'Edmonton. L'oléoduc pourra acheminer jusqu'à 900 000 b/j, tandis que l'installation terminale devrait avoir une capacité de stockage pouvant atteindre 1,9 million de barils de pétrole brut. Selon nos estimations, le coût global des deux projets devrait s'établir à 900 millions de dollars. Nous prévoyons les mettre en service au cours du deuxième semestre de 2015.

Gazoducs :

- *Réseau principal au Canada* Le 1^{er} juillet 2013, nous avons mis en œuvre les exigences formulées par l'ONÉ dans sa décision à l'égard de notre demande visant la modification de la structure d'entreprise et les modalités de service du réseau principal au Canada. Depuis cette date, 1,3 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») supplémentaire sont transportés depuis Empress, ce qui correspond à plus du double de la capacité affermée à cet emplacement.

Un certain nombre de changements supplémentaires à la structure tarifaire du réseau principal au Canada ont été examinés dans le cadre d'une demande distincte ayant fait l'objet d'une audience orale qui s'est terminée le 23 septembre 2013. Au nombre des changements demandés, citons des dispositions relatives aux points de déviation et de réception auxiliaires ainsi que la modification des avis de renouvellement de service garanti sur le réseau principal. L'ONÉ a refusé les changements importants demandés par la société dans une décision qu'il a rendue le 10 octobre 2013, ses motifs restant à être communiqués.

En septembre 2013, nous sommes parvenus à négocier un règlement sur les droits à long terme auprès des sociétés locales de distribution de gaz naturel en Ontario et au Québec. Outre une souplesse accrue pour les clients, qui pourront désormais s'approvisionner à partir de divers emplacements à l'intérieur du triangle situé sur le tronçon est du réseau, le règlement prévoit une structure tarifaire qui permettra de récupérer les coûts liés à la prestation d'une telle souplesse. Nous prévoyons déposer une demande d'approbation du règlement négocié auprès de l'ONÉ à la fin de 2013, avec mise en œuvre prévue pour le 1^{er} janvier 2015.

- *Expansion du réseau de NGTL* Nous poursuivons l'expansion du réseau de NGTL et, en 2013, nous avons mis en service de nouvelles installations d'une valeur approximative de 700 millions de dollars. Nous avons aussi obtenu l'approbation de l'ONÉ pour construire des installations supplémentaires d'un coût d'environ 300 millions de dollars.

En août 2013, nous avons signé des ententes de service de transport garantis d'environ 2 Gpi³/j avec Progress Energy Canada Ltd. (« Progress ») pour soutenir le prolongement majeur d'un tronçon du réseau de NGTL. Le projet North Montney, dont le coût prévu est d'environ 1,7 milliard de dollars, vise aussi un raccordement avec le PTPR qui permettra d'acheminer du gaz naturel à l'installation d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») proposée par Pacific NorthWest, près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. Selon les arrangements commerciaux pris avec Progress, les volumes réceptionnés devraient augmenter pour atteindre au total 2,0 Gpi³/j entre 2016 et 2019, tandis que les volumes de livraison au PTPR devraient s'établir à environ 2,1 Gpi³/j à compter de 2019. Nous avons aussi engagé des pourparlers avec d'autres parties ayant manifesté leur intérêt pour des services de transport sur le tronçon North Montney. Nous prévoyons soumettre une demande visant la construction et l'exploitation de ce projet à l'approbation de l'ONÉ au cours du quatrième trimestre de 2013.

Ce même trimestre, nous prévoyons aussi soumettre aux expéditeurs éventuels une proposition de services de livraison pour exportation à destination de Vanderhoof, en Colombie-Britannique, services qui seraient offerts dans le cadre d'ententes de capacité visant le projet de pipeline Coastal Gas Link.

- *Règlement tarifaire pour le réseau de NGTL* En août 2013, nous sommes parvenus à négocier un règlement au sujet des besoins en produits annuels du réseau de NGTL pour 2013 et 2014 avec les expéditeurs et autres parties prenantes. En plus de fixer le taux de rendement autorisé du capital-actions à 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et d'établir le taux d'amortissement par classes hétérogènes à respectivement 3,05 % et 3,12 % pour 2013 et 2014, le règlement fixe les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à 190 millions de dollars pour 2013 et à 198 millions de dollars pour 2014, tout écart étant imputé à nos résultats. Nous avons soumis le règlement négocié et les droits définitifs pour 2013 à l'approbation de l'ONÉ. Nous avons demandé et obtenu que soient approuvés les changements aux droits provisoires

existants à compter du 1^{er} septembre 2013 afin de tenir compte du règlement négocié jusqu'à ce qu'une décision soit rendue au sujet de notre demande d'approbation du règlement. Le 1^{er} novembre 2013, l'ONÉ a approuvé le règlement et les droits définitifs de 2013 sans modification. Les résultats du troisième trimestre de 2013 ne tiennent pas compte de l'incidence de cette décision.

- *Projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR* À la suite d'un appel de soumissions fructueux ayant pris fin en octobre 2013, nous avons conclu des contrats de transport ferme pour un volume de 350 millions de pieds cubes par jour aux droits maximaux pour une période de dix ans dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR. Il faudra, dans le cadre du projet, engager des dépenses en immobilisations relativement minimales pour modifier les installations existantes, et ces travaux devraient être achevés au premier trimestre de 2014. Les volumes contractuels augmenteront en 2014 pour donner lieu à un bénéfice supplémentaire. Le projet rehaussera grandement notre capacité de recevoir du gaz sur le réseau principal du sud-est d'ANR, en provenance des formations schisteuses d'Utica et de Marcellus.
- *Great Lakes* Le 27 septembre 2013, nous avons déposé auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») un règlement négocié avec nos clients visant à modifier les droits de transport à compter du 1^{er} novembre 2013. Nous nous attendons à ce que la FERC approuve le règlement avant la fin de l'exercice. Celui-ci prévoit des taux de recours maximaux sur le réseau Great Lakes. À compter de novembre 2013, ces taux augmenteront d'environ 21 % par rapport aux taux actuels, ce qui donnera lieu à une légère augmentation des produits de Great Lakes provenant des contrats fondés sur les taux de recours. Outre un moratoire sur le dépôt de demandes d'augmentation des droits ou la contestation du règlement négocié, soit du 1^{er} novembre 2013 au 31 mars 2015, le règlement précise que nous devons déposer une demande prévoyant l'entrée en vigueur des nouveaux droits au plus tard le 1^{er} janvier 2018.
- *Pipelines au Mexique* Les travaux de construction du projet de prolongement de Tamazunchale et des postes de compression connexes se poursuivent. La date cible de mise en service est toujours la fin du premier trimestre de 2014 même si divers enjeux, notamment des découvertes archéologiques, ont contribué à perturber le calendrier des travaux. L'équipe de projet continue de surveiller et d'évaluer l'incidence des retards occasionnés par ces imprévus. Les activités d'ingénierie et d'obtention des permis dans le cadre des projets de Topolobampo et de Mazatlan dans le nord-ouest du Mexique se déroulent toutefois selon les prévisions.

Énergie :

- *Sundance A* Le groupe électrogène 1 a été remis en service au début de septembre 2013, ce qui nous a permis de réaliser un bénéfice au titre de la production. Pour ce qui est du groupe électrogène 2, il a été remis en service au début d'octobre 2013. TransAlta avait fermé les groupes électrogènes 1 et 2 en décembre 2010, mais un groupe d'arbitrage lui a ordonné de les reconstruire en juillet 2012. Les groupes électrogènes 1 et 2 ont une capacité de production cumulée de 560 mégawatts (« MW »).
- *Énergie solaire en Ontario* Vers la fin de 2011, nous avons convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf projets d'énergie solaire en Ontario (capacité de production totale de 86 MW) pour une contrepartie d'environ 470 millions de dollars. Le 28 juin 2013, nous avons conclu l'acquisition du premier projet d'une capacité de 10 MW pour une contrepartie de 55 millions de dollars. Le 30 septembre 2013, nous avons également conclu l'acquisition de deux autres projets, d'une capacité cumulée de 16 MW, en contrepartie d'un montant de 99 millions de dollars. Nous nous attendons à conclure l'acquisition des autres projets progressivement, soit entre la fin de 2013 et au cours de 2014, sous réserve de l'achèvement satisfaisant des activités de construction connexes et de l'obtention des approbations réglementaires requises. L'électricité produite par ces projets sera vendue aux termes de conventions d'achat d'électricité de 20 ans conclues avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.

Siège social :

- Le conseil d'administration de la société a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2013, un dividende trimestriel de 0,46 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Le montant trimestriel correspond à un dividende annualisé de 1,84 \$ par action ordinaire.
- Le 1^{er} juillet 2013, nous avons mené à terme la vente d'une participation de 45 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN ») et dans Bison Pipeline LLC (« Bison ») à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP, pour une contrepartie totale de 1,05 milliard de dollars US, qui comprend un montant de 146 millions de dollars US attribué à 45 % de la dette de GTN ainsi que des ajustements de clôture habituels. Le produit de la vente contribuera à financer une partie de notre programme d'investissement. Nous continuons toutefois de détenir une participation de 30 % dans chaque pipeline. Nous détenons également une participation de 28,9 % dans TC PipeLines, LP. Cette opération constitue un exemple des nombreuses options

de financement dont nous disposons au moment où nous entreprenons de tirer parti de notre remarquable portefeuille de croissance.

En juillet 2013, TC PipeLines, LP a contracté un prêt à terme de cinq ans de 500 millions de dollars US échéant en juillet 2018. Le produit de l'emprunt a servi à financer partiellement l'acquisition de la participation de 45 % dans GTN et dans Bison.

- En juillet 2013, nous avons émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets de trois ans à taux d'intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres échéant le 30 juin 2016 et portant initialement intérêt à 0,95 % par an.

Nous avons émis, également en juillet 2013, pour une valeur de 450 millions de dollars et de 300 millions de dollars de billets à moyen terme échéant respectivement le 19 juillet 2023 et le 15 novembre 2041 et portant respectivement intérêt à 3,69 % et à 4,55 % par an.

- En octobre 2013, nous avons émis pour une valeur de 625 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 16 octobre 2023 et portant intérêt à 3,75 % ainsi que des billets de premier rang d'une valeur de 625 millions de dollars US échéant le 16 octobre 2043 et portant intérêt à 5,00 %.

Outre à des fins générales de la société, le produit net de ces émissions servira à réduire la dette à court terme qui a permis de financer notre programme d'investissement.

- En octobre 2013, nous avons racheté la totalité des quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série U en circulation. Ces actions ont été rachetées au prix de 50 \$ l'action, majoré de 0,5907 \$ au titre des dividendes accumulés et non versés. Les actions de série U en circulation avaient une valeur totale de 200 millions de dollars et étaient assorties d'un montant total de 11,2 millions de dollars au titre des dividendes annualisés.

Téléconférence – présentation audio et diaporama

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le mardi 5 novembre 2013 pour discuter des résultats financiers du troisième trimestre de 2013. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 9 h (HNR) / 11 h (HNE).

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.226.1792 ou le 416.340.2216 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera transmise en direct au www.transcanada.com.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HNE), le 12 novembre 2013; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451, ainsi que le code d'accès 6573719.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sur SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur EDGAR au www.sec.gov/info/edgar.shtml ainsi que sur le site Web de TransCanada au www.transcanada.com.

Forte d'une expérience de plus de 60 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. Le réseau de gazoducs exploité par TransCanada s'étend sur plus de 68 500 kilomètres (42 500 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes du continent avec une capacité de stockage de plus de 400 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 11 800 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage l'un des plus importants réseaux de transport de pétrole en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de Toronto et de New York sous le symbole TRP. Pour un complément d'information, prière de consulter www.transcanada.com ou de nous suivre sur Twitter @TransCanada ou <http://blog.transcanada.com>.

Informations prospectives

Le présent communiqué renferme certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). 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 futurs et perspectives financières de TransCanada et de ses filiales. 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; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. 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, 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, sauf si la loi l'exige. Pour un complément d'information sur les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et les incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels pourraient s'écarter de ceux anticipés, il y a lieu de consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 4 novembre 2013 et le rapport annuel 2012 sur notre site Web au www.transcanada.com ou déposé sous le profil de TransCanada sur SEDAR au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué renferme des références à des mesures non conformes aux PCGR, y compris le résultat comparable, le BAIIA, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui, par conséquent, ne sont probablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période, au besoin. Il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 4 novembre 2013 pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR.

- 30 -

Renseignements aux médias :

Shawn Howard, Grady Semmens ou Davis Sheremata
403.920.7859 ou 800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta ou Lee Evans
403.920.7911 ou 800.361.6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2013

Points saillants des résultats financiers

Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire et les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Bénéfice				
Produits	2 204	2 126	6 465	5 918
BAIIA comparable	1 257	1 083	3 568	3 193
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	481	369	1 292	993
par action ordinaire - de base	0,68 \$	0,52 \$	1,83 \$	1,41 \$
Résultat comparable	447	349	1 174	1 012
par action ordinaire	0,63 \$	0,50 \$	1,66 \$	1,44 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Fonds provenant de l'exploitation	1 046	866	2 917	2 466
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	72	235	(252)	80
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 118	1 101	2 665	2 546
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	992	694	3 030	1 555
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	30	144	101	557
Acquisitions	99	—	154	—
Dividendes				
Par action ordinaire	0,46 \$	0,44 \$	1,38 \$	1,32 \$
Actions ordinaires en circulation - de base (en millions)				
Moyenne de la période	707	705	707	704
Fin de la période	707	705	707	705

Rapport de gestion

Le 4 novembre 2013

Le rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le rapport de gestion doit être lu également à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2012 et du rapport de gestion qui figurent dans notre rapport annuel 2012, et qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TransCanada » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada Corporation et ses filiales.

Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le présent rapport de gestion le sont dans le glossaire paraissant dans notre rapport annuel 2012.

Tous les renseignements sont en date du 4 novembre 2013 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATIONS PROSPECTIVES

Nous communiquons des informations prospectives afin d'aider les investisseurs actuels et éventuels à comprendre l'évaluation que fait la direction des plans et perspectives financières pour l'avenir ainsi que des perspectives futures en général.

Les énoncés prospectifs se fondent sur certaines hypothèses ainsi que sur ce que nous savons et ce à quoi nous nous attendons présentement. Ils comprennent généralement les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » et d'autres termes du genre.

Les énoncés prospectifs présentés dans le rapport de gestion peuvent comprendre des renseignements portant notamment sur :

- les perspectives commerciales prévues;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, dont la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futur à notre disposition;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les calendriers projetés à l'égard des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats escomptés;
- les répercussions prévues des résultats en matière de réglementation ;
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage;
- les prévisions de dépenses en immobilisations et d'obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions du secteur, du marché et de l'économie.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement de ceux prévus du fait des hypothèses, risques et incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et sont soumises aux risques et incertitudes suivants.

Hypothèses

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et le prix de capacité;
- le moment des opérations de financement et de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts pour entretien préventif et correctif et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la fiabilité et l'intégrité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- les acquisitions et désinvestissements.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre les initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés;
- le rendement d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par notre entreprise pipelinière;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques de base;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute procédure ou poursuite, notamment d'arbitrage;
- le rendement de nos contreparties;
- les changements liés aux circonstances politiques;
- 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 conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les avancées technologiques;
- la conjoncture en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel 2012.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir de plus amples renseignements sur TransCanada dans notre notice annuelle et d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAII;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable
- BAII comparable
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable.

Ces mesures n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

BAIIA et BAIL

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le bénéfice avant la déduction des intérêts et autres charges financières, des impôts sur le bénéfice, de l'amortissement, du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et des dividendes sur les actions privilégiées et il comprend le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAIL mesure le bénéfice tiré des activités poursuivies de la société. Il s'agit d'une mesure efficace de la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances au sein de chaque secteur. Il est calculé de la même manière que le BAIIA, mais il exclut l'amortissement.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure plus efficace pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés parce qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pendant la période visée. Voir la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque trimestre au besoin.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAIIA comparable	BAIIA
BAIL comparable	BAIL
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge (recouvrement) d'impôts

Toute décision d'exclure un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Il peut s'agir notamment :

- de certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- de remboursements et d'ajustements d'impôts sur le bénéfice;
- de gains ou de pertes à la vente d'actifs;
- de règlements issus d'actions en justice et de règlements dans le cadre de faillites;
- de réductions de valeur d'actifs et d'investissements.

Nous excluons du calcul du résultat comparable les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques financiers et risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés. Ces instruments dérivés constituent des instruments de couverture économique efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Par conséquent, nous imputons les variations de la juste valeur au bénéfice net. Parce que ces montants ne représentent pas de manière précise les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement, nous estimons qu'ils ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013	2012	2013	2012
BAIIA comparable	1 257	1 083	3 568	3 193
Amortissement comparable	(366)	(342)	(1 076)	(1 032)
BAII comparable	891	741	2 492	2 161
Autres postes de l'état des résultats				
Intérêts débiteurs comparables	(235)	(249)	(744)	(730)
Intérêts créditeurs et autres comparables	16	22	32	66
Charge d'impôts comparable	(172)	(123)	(464)	(354)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(33)	(29)	(87)	(90)
Dividendes sur les actions privilégiées	(20)	(13)	(55)	(41)
Résultat comparable	447	349	1 174	1 012
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	—	—	84	—
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	25	—
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A - 2011	—	—	—	(15)
Activités de gestion des risques ¹	34	20	9	(4)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	481	369	1 292	993
Amortissement comparable	(366)	(342)	(1 076)	(1 032)
Poste particulier :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	—	—	(13)	—
Amortissement	(366)	(342)	(1 089)	(1 032)
Intérêts débiteurs comparables	(235)	(249)	(744)	(730)
Poste particulier :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	—	—	(1)	—
Intérêts débiteurs	(235)	(249)	(745)	(730)
Intérêts créditeurs et autres comparables	16	22	32	66
Postes particuliers :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	—	—	1	—
Activités de gestion des risques ¹	15	12	—	4
Intérêts créditeurs et autres	31	34	33	70
Charge d'impôts comparable	(172)	(123)	(464)	(354)
Postes particuliers :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	—	—	42	—
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	25	—
Impôts sur le bénéfice attribuables à la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A - 2011	—	—	—	5
Activités de gestion des risques ¹	(18)	(11)	(6)	1
Charge d'impôts	(190)	(134)	(403)	(348)
Résultat comparable par action ordinaire	0,63 \$	0,50 \$	1,66 \$	1,44 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Proposition de restructuration au Canada - 2012	—	—	0,12	—
Ajustement des impôts sur le bénéfice en vertu de la Partie VI.I	—	—	0,04	—
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A - 2011	—	—	—	(0,02)
Activités de gestion des risques ¹	0,05	0,02	0,01	(0,01)
Bénéfice net par action ordinaire	0,68 \$	0,52 \$	1,83 \$	1,41 \$

1	(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2013	2012	2013	2012
	Installations énergétiques au Canada	4	11	(2)	10
	Installations énergétiques aux États-Unis	31	20	14	4
	Stockage de gaz naturel	2	(12)	3	(23)
	Change	15	12	—	4
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(18)	(11)	(6)	1
	Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	34	20	9	(4)

BAIIA et BAll selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	684	189	410	(26)	1 257
Amortissement comparable	(248)	(37)	(77)	(4)	(366)
BAll comparable	436	152	333	(30)	891

trimestre clos le 30 septembre 2012 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	660	177	267	(21)	1 083
Amortissement comparable	(231)	(37)	(70)	(4)	(342)
BAll comparable	429	140	197	(25)	741

période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 074	554	1 017	(77)	3 568
Amortissement comparable	(733)	(111)	(220)	(12)	(1 076)
BAll comparable	1 341	443	797	(89)	2 492

période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Oléoducs	Énergie	Siège social	Total
BAIIA comparable	2 051	526	681	(65)	3 193
Amortissement comparable	(697)	(109)	(215)	(11)	(1 032)
BAll comparable	1 354	417	466	(76)	2 161

Résultats – troisième trimestre de 2013

Pour le trimestre visé, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires, à 481 millions de dollars, se compare au chiffre de 369 millions de dollars pour le troisième trimestre de 2012.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires était de 1 292 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, comparativement à 993 millions de dollars pour la même période en 2012. Les résultats de 2013 comprenaient un bénéfice net de 84 millions de dollars pour 2012 découlant de la décision de l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration du réseau au Canada. Ce montant comprend de plus le bénéfice net de 25 millions de dollars attribuable à l'ajustement d'impôt favorable résultant de l'entrée en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes se rapportant à l'impôt de la Partie VI.I. Ces montants ont été exclus du résultat comparable. Les résultats de 2012 comprenaient une charge de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) se rapportant à la décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A qui a été retirée du résultat comparable de 2012 puisqu'elle vise 2011.

Le résultat comparable du trimestre est de 447 millions de dollars (0,63 \$ par action), soit 98 millions de dollars (0,13 \$ par action) de plus qu'au troisième trimestre de 2012.

Ce résultat s'explique essentiellement par :

- la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power, qui reflète le résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012, et la hausse du résultat supplémentaire dégagé par le réacteur 4 en raison du prolongement des travaux d'allongement du cycle de vie, amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013;
- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison des moindres coûts liés aux CAE, des volumes supérieurs achetés aux termes de la CAE de Sundance B ainsi que la remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A au début de septembre 2013;
- la hausse des prix de capacité de New York et l'augmentation de la production des centrales hydroélectriques américaines;
- le relèvement du bénéfice dégagé par le réseau principal au Canada en raison de l'augmentation du RCA, soit 11,50 % en 2013 comparativement à 8,08 % en 2012.

Ces hausses ont été en partie annulées par :

- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables du fait du résultat avant les impôts plus élevé.

Le résultat comparable de la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 s'est chiffré à 1 174 millions de dollars (1,66 \$ par action), en hausse de 162 millions de dollars (0,22 \$ par action) par rapport à la même période en 2012.

Ce résultat s'explique essentiellement par :

- la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power compte tenu du résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1, 2 et 3, contrée partiellement par l'incidence de l'arrêt du réacteur 4 pour les travaux d'allongement du cycle de vie, amorcés en août 2012 et terminés en avril 2013 et par l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif à Bruce B;
- l'accroissement du bénéfice aux installations énergétiques aux États-Unis en raison de la progression des prix réalisés pour l'électricité et des prix de capacité de New York;
- la majoration du bénéfice aux installations énergétiques de l'Ouest du fait des prix supérieurs réalisés pour l'électricité, de l'utilisation accrue de la CAE de Sundance B et des moindres coûts liés aux CAE;
- le relèvement du bénéfice dégagé par le réseau principal au Canada qui reflète l'augmentation du RCA, soit 11,50 % en 2013 comparativement à 8,08 % en 2012;
- le résultat supérieur dégagé par le réseau d'oléoducs Keystone essentiellement en raison de l'augmentation des volumes faisant l'objet de contrats.

Ces hausses ont été en partie annulées par :

- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres comparables en raison des pertes réalisées en 2013 comparativement à des gains réalisés en 2012 sur les instruments dérivés servant à gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'augmentation des impôts sur le bénéfice comparables du fait du résultat avant les impôts plus élevé.

Le résultat comparable ne comprend pas les gains après les impôts non réalisés nets découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques :

- 34 millions de dollars (52 millions de dollars avant les impôts) pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 comparativement à 20 millions de dollars (31 millions de dollars avant les impôts) pour la période correspondante de 2012;
- 9 millions de dollars (15 millions de dollars avant les impôts) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à des pertes de 4 millions de dollars (perte de 5 millions de dollars avant les impôts) pour la même période en 2012.

Perspectives

La décision rendue par l'ONÉ le 27 mars 2013 au sujet de la proposition de restructuration du réseau au Canada pour les droits et services sur le réseau principal au Canada, bien qu'elle puisse donner lieu à des écarts et des variations saisonnières plus prononcés des flux de trésorerie, devrait avoir une incidence favorable sur les perspectives quant aux résultats pour 2013 inclus dans notre rapport annuel 2012. L'ONÉ a approuvé un taux de RCA de 11,50 % sur une composante de capital-actions ordinaire réputée de 40 %, des droits pluriannuels fixes jusqu'en 2017 et un nouveau mécanisme incitatif. De plus, nous prévoyons que le raffermissement des prix de l'électricité réalisés par les installations énergétiques de l'Ouest en 2013 influera positivement sur nos perspectives communiquées antérieurement quant aux résultats de 2013. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur nos perspectives.

Gazoducs

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	273	247	816	744
Réseau de NGTL	210	194	585	554
Foothills	29	29	86	90
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	7	7	20	22
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	519	477	1 507	1 410
Amortissement comparable ²	(191)	(179)	(565)	(533)
BAII comparable des gazoducs au Canada	328	298	942	877
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)				
ANR	33	41	155	191
GTN ³	11	28	65	84
Great Lakes ⁴	6	16	24	51
TC PipeLines, LP ^{1,5}	21	19	51	57
Autres gazoducs aux États-Unis (Iroquois ¹ , Bison ³ , Portland ⁶)	15	22	81	79
International (Gas Pacífico/INNERGY ¹ , Guadalajara, Tamazunchale, TransGas ⁷)	30	27	81	85
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(2)	—	(7)	(4)
Participations sans contrôle ⁷	52	39	126	122
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	166	192	576	665
Amortissement comparable ²	(55)	(53)	(164)	(164)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	111	139	412	501
Change	4	(1)	8	1
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	115	138	420	502
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(7)	(7)	(21)	(25)
BAII comparable du secteur des gazoducs	436	429	1 341	1 354
Sommaire				
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	684	660	2 074	2 051
Amortissement comparable ²	(248)	(231)	(733)	(697)
BAII comparable du secteur des gazoducs	436	429	1 341	1 354

1 Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacífico/INNERGY tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice tiré de ces participations.

2 Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

3 Avant le 1^{er} juillet 2013, notre participation directe était de 75 %. Le 1^{er} juillet 2013, ces données représentent notre participation directe de 30 %.

4 Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %.

5 Le 22 mai 2013, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %. Le 1^{er} juillet 2013, nous avons vendu une participation de 45 % dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP. Le tableau qui suit illustre notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Bison et Great Lakes par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP pour les périodes présentées.

	Participation effective au		
	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	1 ^{er} janvier 2012
TC PipeLines, LP	28,9	28,9	33,3
GTN/Bison	20,2	7,2	8,3
Great Lakes	13,4	13,4	15,4

6 Ces données représentent notre participation de 61,7 %.

7 Les participations sans contrôle tiennent compte du BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

BÉNÉFICE NET – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Réseau principal au Canada - bénéfice net	67	47	285	140
Réseau principal au Canada - résultat comparable	67	47	201	140
Réseau de NGTL	57	53	171	153
Foothills	4	4	13	14

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (non audité)	Réseau principal au Canada ¹		Réseau de NGTL ²		ANR ³	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 855	5 748	5 913	5 426	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)						
Total	992	1 167	2 658	2 697	1 182	1 199
Moyenne quotidienne	3,6	4,3	9,7	9,8	4,3	4,4

1 Les volumes de livraison du réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 547 Gpi³ (659 Gpi³ en 2012) pour une moyenne quotidienne de 2,0 Gpi³ (2,4 Gpi³ en 2012).

2 Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les réceptions sur place en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 2 748 Gpi³ (2 747 Gpi³ en 2012). La moyenne par jour était de 10,1 Gpi³ (10,0 Gpi³ en 2012).

3 Selon ses tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les fluctuations de la base tarifaire moyenne d'ANR n'influent pas sur les résultats.

GAZODUCS AU CANADA

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient selon le RCA approuvé, la base tarifaire, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAII et le BAIIA comparables, mais pas sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

Le résultat comparable du réseau principal au Canada a progressé de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 et de 61 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement aux périodes correspondantes de 2012, et ce, en raison de l'incidence de la décision rendue par l'ONÉ en mars 2013 (la « décision de l'ONÉ ») au sujet de la proposition de restructuration du réseau au Canada. Par ailleurs, l'ONÉ a approuvé un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % qui sera en vigueur pour les exercices compris dans la période de 2012 à 2017 inclusivement, alors que le dernier RCA approuvé, appliqué pour comptabiliser les résultats de 2012, était de 8,08 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Le bénéfice net de 285 millions de dollars de la période de neuf mois close le 30 juin 2013 comprend un montant de 84 millions de dollars lié à l'incidence, pour 2012, de la décision de l'ONÉ.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, le bénéfice net du réseau de NGTL (anciennement connu sous le nom de réseau de l'Alberta) a été de respectivement 4 millions de dollars et 18 millions de dollars supérieur à celui des périodes correspondantes de 2012 compte tenu de la base tarifaire moyenne plus élevée et de la cessation de la composante coûts annuels fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration incluse dans les besoins en produits

compris dans l'entente sur les exigences relatives aux produits de 2010 à 2012 échue à la fin de 2012. Les résultats de 2013 tiennent compte du dernier RCA approuvé de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 % et de l'absence de revenus incitatifs.

GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS ET À L'ÉCHELLE INTERNATIONALE

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, notamment les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et les impôts fonciers, sont autant de facteurs qui influent généralement sur le BAIIA de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale s'est établi à 166 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 et à 576 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à 192 millions de dollars US et à 665 millions de dollars US pour les mêmes périodes en 2012. Il s'agit d'un effet net résultant :

- du recul des contributions de GTN et de Bison en raison de la diminution de notre participation directe dans chaque gazoduc, passée de 75 % à 30 % le 1^{er} juillet 2013;
- du recul des produits de Great Lakes découlant de la baisse des tarifs et de la capacité non visée par des contrats;
- des coûts supérieurs d'ANR liés aux services fournis par d'autres pipelines et du recul des produits.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, l'amortissement comparable a été de respectivement 248 millions de dollars et 733 millions de dollars comparativement à 231 millions de dollars et à 697 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2012, principalement en raison de la base tarifaire plus élevée pour le réseau de NGTL et de l'incidence de la décision de l'ONÉ quant au réseau principal au Canada.

Oléoducs

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Réseau d'oléoducs Keystone	193	180	566	532
Expansion des affaires dans le secteur des oléoducs	(4)	(3)	(12)	(6)
BAIIA comparable du secteur des oléoducs	189	177	554	526
Amortissement comparable	(37)	(37)	(111)	(109)
BAIL comparable du secteur des oléoducs	152	140	443	417
BAIL comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	50	48	149	147
Dollars US	98	92	287	269
Change	4	—	7	1
	152	140	443	417

Le BAIIA comparable tiré du réseau d'oléoducs Keystone provient principalement de la capacité pipelinière vendue aux expéditeurs sous contrat d'achat ferme en contrepartie de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles. La capacité non visée par des contrats est offerte de manière ponctuelle sur le marché et elle permet de saisir des occasions de dégager un résultat supplémentaire.

Le BAIIA comparable pour le réseau d'oléoducs Keystone a connu une augmentation de 13 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 et de 34 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, comparativement aux mêmes périodes en 2012. L'accroissement découle de la hausse des produits, qui est principalement attribuable aux éléments suivants :

- l'augmentation des volumes faisant l'objet de contrats;
- l'augmentation, en juillet 2012, des droits fixes définitifs qui sont exigibles pour la capacité garantie jusqu'à Cushing, en Oklahoma.

EXPANSION DES AFFAIRES

Les charges d'expansion des affaires des neuf premiers mois de 2013 ont été de 6 millions de dollars supérieures à celles de la même période en 2012 dans le contexte de l'intensification des activités dans le cadre de divers projets d'aménagement d'oléoducs.

Énergie

Le BAIIA comparable et le BAll comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	118	93	320	251
Installations énergétiques de l'Est ^{1,2}	78	85	248	251
Bruce Power ¹	105	4	195	22
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(12)	(33)	(34)
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada	290	170	730	490
Amortissement comparable ³	(43)	(38)	(129)	(117)
BAll comparable des installations énergétiques au Canada	247	132	601	373
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
Installations énergétiques du Nord-Est	122	100	291	195
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(13)	(33)	(34)
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	111	87	258	161
Amortissement comparable	(29)	(30)	(80)	(90)
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis	82	57	178	71
Change	3	(1)	5	—
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	85	56	183	71
Stockage de gaz naturel				
Installations de stockage en Alberta ¹	12	20	43	54
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(3)	(3)	(7)	(7)
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel	9	17	36	47
Amortissement comparable ³	(4)	(2)	(9)	(8)
BAll comparable des installations de stockage de gaz naturel	5	15	27	39
BAIIA et BAll comparables découlant de l'expansion des affaires	(4)	(6)	(14)	(17)
BAll comparable du secteur de l'énergie	333	197	797	466
Sommaire				
BAIIA comparable du secteur de l'énergie	410	267	1 017	681
Amortissement comparable ³	(77)	(70)	(220)	(215)
BAll comparable du secteur de l'énergie	333	197	797	466

- 1 Ces données tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, de Portlands Energy, de Bruce Power et, en 2012, de CrossAlta. En décembre 2012, nous avons fait l'acquisition du reste de la participation dans CrossAlta, soit 40 %, pour porter notre participation à 100 %.
- 2 Ces données comprennent la deuxième phase du parc éolien de Gros-Morne de Cartier depuis novembre 2012 et l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en juin 2013.
- 3 Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 143 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette hausse est un effet :

- de la hausse du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power, qui reflète le résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012, et de la hausse du résultat supplémentaire dégagé par le réacteur 4 en raison l'arrêt d'exploitation pour les travaux d'allongement du cycle de vie qui ont débuté en août 2012 et ont pris fin en avril 2013;
- du relèvement des résultats des installations énergétiques de l'Ouest principalement en raison de la diminution des coûts liés aux CAE, de l'utilisation accrue de la CAE de Sundance B et de la remise en service du groupe électrogène 1 assujéti à la CAE à Sundance A, au début de septembre 2013;
- du relèvement du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison de la progression des prix de capacité de New York et de l'augmentation de la production dans les centrales hydroélectriques aux États-Unis.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 336 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette hausse est un effet :

- de l'augmentation du bénéfice tiré de notre participation dans Bruce Power en raison du résultat supplémentaire dégagé par les réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012, et du résultat supplémentaire dégagé par le réacteur 3 en raison de l'arrêt d'exploitation prévu au premier et au deuxième trimestres de 2012, contrée en partie par l'arrêt d'exploitation prolongé du réacteur 4 qui a débuté en août 2012 et a pris fin en avril 2013 et des volumes inférieurs pour Bruce B attribuables aux arrêts d'exploitation préventifs plus longs que prévu;
- du relèvement du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison de la progression des prix de l'électricité réalisés et des prix de capacité de New York;
- du relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest essentiellement en raison du raffermissement des prix réalisés pour l'électricité, de la hausse de l'utilisation de la CAE de Sundance B et de la diminution des coûts liés aux CAE.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est¹

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits				
Installations énergétiques de l'Ouest	138	152	441	482
Installations énergétiques de l'Est ¹	96	108	296	309
Autres ²	21	19	74	66
	255	279	811	857
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation³	38	28	126	45
Achats de produits de base revendus				
Installations énergétiques de l'Ouest	(38)	(70)	(185)	(207)
Autres ⁴	(1)	(1)	(4)	(3)
	(39)	(71)	(189)	(210)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(58)	(58)	(180)	(160)
Décision d'arbitrage au sujet de la CAE de Sundance A - 2012	—	—	—	(30)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(12)	(33)	(34)
BAIIA comparable	185	166	535	468
Amortissement comparable ⁵	(43)	(38)	(129)	(117)
BAIL comparable	142	128	406	351

1 Ces données comprennent la deuxième phase du parc éolien de Gros-Morne de Cartier depuis novembre 2012 et l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en juin 2013.

2 Ces données comprennent les ventes de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique.

- 3 Ces données tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy.
- 4 Ces données comprennent le coût du gaz naturel excédentaire n'ayant pas été utilisé dans le cadre de l'exploitation.
- 5 Ces données font exclusion de l'amortissement des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Volumes des ventes et capacité disponible

Ces données comprennent notre quote-part des volumes découlant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

(non audité)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	680	652	2 037	1 977
Installations énergétiques de l'Est ¹	872	1 426	2 968	3 476
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ²	1 957	1 555	5 452	4 889
Autres achats	1	—	1	46
	3 510	3 633	10 458	10 388
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	1 846	2 012	5 492	6 048
Installations énergétiques de l'Est ¹	872	1 426	2 968	3 476
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	792	195	1 998	864
	3 510	3 633	10 458	10 388
Capacité disponible des centrales³				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	94 %	91 %	94 %	96 %
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	94 %	97 %	90 %	89 %

- 1 Ces données comprennent la deuxième phase du parc éolien de Gros-Morne de Cartier depuis novembre 2012 et l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en juin 2013.
- 2 Ces données comprennent notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership. Remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A en septembre 2013. Avant le troisième trimestre de 2013, aucun volume n'a été livré aux termes de la CAE de Sundance A en 2012 ni en 2013.
- 3 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- 4 Ces données excluent les installations qui fournissent de l'électricité à TransCanada aux termes de CAE.
- 5 Ces données excluent Bécancour parce que la production d'électricité est suspendue depuis 2008.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 25 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette augmentation était essentiellement attribuable à la diminution des coûts liés aux CAE, à l'utilisation accrue de la CAE de Sundance B et à la remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A au début de septembre 2013.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a progressé de 69 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette augmentation était essentiellement attribuable à la hausse des prix de l'électricité réalisés, à l'utilisation accrue de la CAE de Sundance B et à la diminution des coûts liés aux CAE.

Au premier trimestre de 2012, nous avons constaté les produits et les coûts liés à la CAE de Sundance A en présumant que les arrêts d'exploitation des groupes électrogènes 1 et 2 étaient des interruptions de l'approvisionnement conformément aux termes de la CAE. En juillet 2012, nous avons été informés de la décision d'arbitrage relativement à la CAE de Sundance A, qui a déterminé que les groupes électrogènes avaient fait l'objet d'un cas de force majeure au premier trimestre de 2012. En réponse, nous avons constaté une charge de 30 millions de dollars au deuxième trimestre de 2012, montant équivalent au bénéfice avant les impôts que nous avons constaté au premier trimestre de 2012. Le groupe électrogène 1 de Sundance A a été remis en service au début de septembre 2013 et les produits d'exploitation et les coûts du troisième trimestre de 2013 tiennent compte de ces volumes.

Les prix moyens sur le marché au comptant de l'électricité en Alberta ont augmenté de 8 % pour s'établir à 84 \$ le MWh pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 et de 53 % pour se situer à 90 \$ le MWh pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, comparativement aux mêmes périodes en 2012. Ces hausses proviennent surtout des arrêts d'exploitation des centrales et de la hausse de la demande d'électricité.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, les produits des installations énergétiques de l'Ouest ont accusé un recul de 14 millions de dollars comparativement à la même période en 2012, et ce, en raison de la diminution des volumes achetés dans le cadre de la CAE de Sheerness, essentiellement en raison de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus, mais ce repli a été partiellement atténué par la remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A au début de septembre 2013 et la hausse des volumes produits.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, les produits des installations énergétiques de l'Ouest ont accusé un recul de 41 millions de dollars comparativement à la même période en 2012, et ce, en raison des produits de Sundance A aux termes de la CAE enregistrés au premier trimestre de 2012, mais ce repli a été partiellement atténué par la remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A au début de septembre 2013 et la hausse des volumes produits.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont accusé un recul de 32 millions de dollars comparativement à la même période en 2012, et ce, en raison de la diminution des volumes achetés et des coûts aux termes de la CAE de Sheerness, mais ce repli a été partiellement atténué par la remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A en septembre 2013. Les achats de produits de base revendus des installations énergétiques de l'Ouest ont accusé un recul de 22 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012, et ce, en raison des coûts de Sundance A aux termes de la CAE enregistrés au premier trimestre de 2012 et de la diminution des coûts liés aux CAS, mais ce repli a été partiellement atténué par la remise en service du groupe électrogène 1 de Sundance A au début de septembre 2013.

Le BAIIA comparable et les produits des installations énergétiques de l'Est ont connu une baisse de respectivement 7 millions de dollars et 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Le BAIIA comparable et les produits des installations énergétiques de l'Est ont connu une baisse de respectivement 3 millions de dollars et 13 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Ces baisses s'expliquent principalement par :

- la diminution des gains faisant l'objet de contrats à Bécancour;
- la diminution du résultat de Halton Hills;
- facteurs contrebalancés par le résultat supplémentaire de Gros-Morne de Cartier qui est entré en service en novembre 2012 et l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en juin 2013.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation a connu une augmentation de 10 millions de dollars pendant le trimestre clos le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison de la hausse des gains dans le cadre de la CAE de Sundance B en raison de la hausse de l'utilisation. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation a connu une augmentation de 81 millions de dollars pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012 en raison de la hausse du résultat dans le cadre de la CAE de Sundance B, qui reflète les prix plus élevés réalisés pour l'électricité et le résultat supérieur de Portlands Energy qui est attribuable à l'arrêt d'exploitation imprévu survenu au deuxième trimestre de 2012.

Environ 70 % des volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest étaient visés par des contrats au cours du trimestre à l'étude, comparativement à 91 % au troisième trimestre de 2012. Pour réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant en Alberta, les installations énergétiques de l'Ouest concluent des contrats à terme à prix fixe de vente d'électricité pour garantir les produits futurs, et nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou par voie de contrats à plus court terme. Le volume des ventes à terme varie en fonction des conditions du marché et de la liquidité sur le marché et, par le passé, il se situait entre 25 % et 75 % de la production future prévue, une proportion supérieure faisant l'objet de couvertures pour les périodes à court terme. Ces ventes à terme sont généralement conclues avec des moyennes et grandes entreprises industrielles et commerciales ainsi qu'avec d'autres participants du marché et elles influenceront sur nos prix réalisés moyens (par rapport au prix sur le marché au comptant) au cours de périodes futures.

BRUCE POWER

Quote-part nous revenant

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	2013	2012	2013	2012
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹				
Bruce A	45	(39)	132	(95)
Bruce B	60	43	63	117
	105	4	195	22
Comprend ce qui suit :				
Produits	322	188	916	535
Charges d'exploitation	(129)	(142)	(473)	(402)
Amortissement et autres	(88)	(42)	(248)	(111)
	105	4	195	22
Bruce Power - Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²				
Bruce A ³	81 %	59 %	78 %	55 %
Bruce B	99 %	99 %	85 %	94 %
Capacité cumulée de Bruce Power	91 %	87 %	82 %	76 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	—	60	123	213
Bruce B	—	—	140	46
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	37	7	45	7
Bruce B	1	2	13	25
Volumes des ventes (en GWh) ¹				
Bruce A ³	2 566	943	7 127	2 585
Bruce B	2 187	2 241	5 647	6 197
	4 753	3 184	12 774	8 782
Prix de vente réalisés par MWh ⁴				
Bruce A	71 \$	68 \$	70 \$	68 \$
Bruce B	55 \$	54 \$	54 \$	55 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	62 \$	57 \$	61 \$	57 \$

- 1 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Les volumes des ventes excluent la production réputée.
- 2 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- 3 La capacité disponible des centrales et les volumes des ventes pour 2013 comprennent l'incidence supplémentaire des réacteurs 1 et 2 qui ont été remis en service en octobre 2012.
- 4 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements de contrat.

Le bénéfice tiré des participations dans Bruce A comptabilisées à la valeur de consolidation a progressé de 84 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette augmentation s'explique principalement par :

- le résultat supplémentaire attribuable aux réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012;
- l'augmentation du résultat supplémentaire du réacteur 4 en raison de l'arrêt pour les travaux d'allongement du cycle de vie, amorcés en août 2012 et terminés en avril 2013.

Le bénéfice tiré des participations dans Bruce A comptabilisées à la valeur de consolidation a progressé de 227 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012.

Cette augmentation s'explique principalement par :

- le résultat supplémentaire attribuable aux réacteurs 1 et 2, remis en service en octobre 2012;
- le résultat supérieur du réacteur 3 compte tenu de l'arrêt d'exploitation de West Shift Plus aux premier et deuxième trimestres de 2012;
- la constatation, au premier trimestre de 2013, d'un règlement d'assurance d'environ 40 millions de dollars lié à la panne du générateur électrique du réacteur 2 en mai 2012 et de l'incidence de cette dernière sur Bruce A en 2012 et 2013.

La hausse pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 a été annulée en partie par l'incidence de l'arrêt d'exploitation prévu pour les travaux d'allongement du cycle de vie du réacteur 4, amorcés en août 2012 et terminés en avril 2013.

Le bénéfice tiré des participations dans Bruce B comptabilisées à la valeur de consolidation a progressé de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. L'augmentation est essentiellement due à la diminution des charges de location constatée au troisième trimestre de 2013 selon les dispositions du contrat de location conclu avec l'Ontario Power Generation. Un ajustement semblable des charges de location a été constaté au deuxième trimestre 2012.

Le bénéfice tiré des participations dans Bruce B comptabilisées à la valeur de consolidation a diminué de 54 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012. Cette diminution est essentiellement attribuable à la baisse des volumes et à la hausse des frais d'exploitation résultant de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus.

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh. Ce prix est ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation et d'autres dispositions du contrat en question. De plus, les coûts de combustible de Bruce A sont récupérés auprès de l'OEO.

Prix fixe de Bruce A	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	66,33 \$

Aux termes du même contrat, toute la production de Bruce B fait l'objet d'un prix plancher ajusté annuellement le 1^{er} avril pour tenir compte de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B	par MWh
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$
Du 1 ^{er} avril 2011 au 31 mars 2012	50,18 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Nous prévoyons actuellement que les prix sur le marché au comptant en 2013 seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants reçus aux termes du mécanisme de prix plancher en 2013 ne devrait être remboursé.

Bruce B conclut également des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels la centrale reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix du marché au comptant.

La capacité disponible globale des centrales en 2013 devrait se situer aux alentours de 85 % pour Bruce A et à un peu moins de 90 % pour Bruce B. Il n'y a pas d'autres travaux d'entretien prévus d'ici la fin de 2013.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

Le BAIIA comparable et le BAIL comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits				
Installations énergétiques ¹	401	408	1 151	836
Capacité	93	75	217	181
Autres ²	5	5	51	29
	499	488	1 419	1 046
Achats de produits de base revendus	(249)	(268)	(752)	(548)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(128)	(120)	(376)	(303)
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(11)	(13)	(33)	(34)
BAIIA comparable	111	87	258	161
Amortissement comparable	(29)	(30)	(80)	(90)
BAIL comparable	82	57	178	71

- 1 Les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers 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 sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques.
- 2 Ces données comprennent les produits et les coûts de la centrale de Ravenswood associés à un accord de service avec un tiers, dont le niveau d'activité a augmenté en 2013.

Volumes de vente et capacité disponible

(non audité)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	2 209	2 350	5 021	5 291
Achats	2 385	3 601	6 742	6 858
	4 594	5 951	11 763	12 149
Capacité disponible des centrales¹	94 %	96 %	88 %	86 %

- 1 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis était de 111 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, comparativement à 87 millions de dollars US pour la même période en 2012. Cette hausse était un effet net résultant de ce qui suit :

- l'appréciation des prix de capacité réalisés de New York;
- la hausse de la production dans les centrales hydroélectriques aux États-Unis;
- la diminution des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- la diminution de la production de la centrale de Ravenswood contrée par l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité et le combustible.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis était de 258 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, comparativement à 161 millions de dollars US pour la même période en 2012. Cette hausse était un effet net résultant de ce qui suit :

- l'appréciation des prix de capacité réalisés de New York;
- la hausse des produits tirés des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;

- la hausse des prix réalisés pour l'électricité, contrée par celle des coûts d'exploitation en raison de la hausse des prix du combustible.

Pour le trimestre et les neuf mois clos le 30 septembre 2013, les prix des produits de base ont été supérieurs à ceux des périodes correspondantes de 2012. En 2013, les prix du gaz naturel se sont redressés à la suite de la diminution qu'ils avaient connue en 2012, pour revenir à la moyenne quinquennale alors que la production de gaz plafonnait. Pendant la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, le relèvement des prix du gaz conjugué au temps chaud en juillet a entraîné la hausse des prix de l'électricité sur les marchés au comptant de l'électricité de la Nouvelle-Angleterre et de New York, principalement alimentés au gaz naturel.

Les volumes physiques d'électricité vendue pour le trimestre et les neuf mois clos le 30 septembre 2013 étaient inférieurs à ceux des mêmes périodes en 2012 puisque les volumes d'électricité achetée ont reculé dans le contexte des ventes aux clients de gros, commerciaux et industriels sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre, reculé partiellement contré par des volumes supérieurs dans le secteur de PJM. Les volumes produits ont diminué, principalement en raison de la baisse de production de notre centrale alimentée au gaz naturel de Ravenswood dans la région de New York, mais cette baisse a été contrée en partie par la production accrue à nos centrales hydroélectriques.

Les produits des ventes d'électricité, soit 401 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, sont inférieurs à ceux de la même période en 2012, soit 408 millions de dollars US, essentiellement en raison de la diminution des ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel en Nouvelle-Angleterre, mais cette baisse a été contrée par la hausse des prix de l'électricité réalisés. Les produits de vente d'électricité, soit 1 151 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 ont augmenté comparativement à ceux de la même période en 2012, soit 836 millions de dollars US, essentiellement en raison de la hausse des prix de l'électricité réalisés, contrée en partie par la baisse des volumes.

Les produits tirés de la capacité se sont établis à 93 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 et à 217 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à 75 millions de dollars US et à 181 millions de dollars US pour les mêmes périodes en 2012. Les prix au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont augmenté d'environ 25 % au cours des 12 derniers mois. L'augmentation du prix au comptant pour les ventes de capacité et l'incidence des opérations de couverture se sont traduites par l'appréciation des prix de capacité réalisés de New York, contrée par le recul des prix de capacité en Nouvelle-Angleterre.

Les achats de produits de base revendus étaient de 249 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, comparativement à 268 millions de dollars US pour la même période en 2012. Cette diminution était attribuable à la baisse des volumes de ventes : les ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel en Nouvelle-Angleterre ont compensé la hausse des prix à l'achat de l'électricité ce qui nous permettait de respecter nos engagements de vente d'électricité. Les achats de produits de base revendus étaient de 752 milliards de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, comparativement à 548 millions de dollars US pour la même période en 2012 parce que la hausse des prix que nous avons payés pour respecter nos engagements de vente d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel a largement contrée la baisse des volumes d'électricité achetés.

Les coûts d'exploitation des centrales et autres, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, ont progressé de 73 millions de dollars US pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à la même période en 2012, et ce, en raison de la progression des prix du gaz naturel combustible.

Au 30 septembre 2013, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 1 400 GWh d'électricité, ou 36 % de leur production prévue, pour le reste de 2013 et pour quelque 2 900 GWh, ou 30 % de leur production prévue, pour 2014. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL

Le BAIIA comparable et le BAI comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Installations de stockage en Alberta ¹	12	20	43	54
Frais généraux et frais d'administration et de soutien	(3)	(3)	(7)	(7)
BAIIA comparable	9	17	36	47
Amortissement comparable	(4)	(2)	(9)	(8)
BAI comparable	5	15	27	39

1 Les résultats tiennent compte de notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation dans CrossAlta jusqu'au 18 décembre 2012. Le 18 décembre 2012, nous avons fait l'acquisition du reste de la participation dans CrossAlta, soit 40 %, pour porter notre participation à 100 %.

Le BAIIA comparable a affiché un recul de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 et de 11 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement aux périodes correspondantes de 2012 en raison de la baisse des écarts réalisés pour le gaz naturel stocké, annulée en partie par le résultat supplémentaire constaté pour CrossAlta à la suite de l'acquisition du reste de la participation, soit 40 %, en décembre 2012.

Faits nouveaux

GAZODUCS

Réseau principal au Canada

Le 27 mars 2013, l'ONÉ a fait connaître sa décision sur notre demande visant à modifier la structure d'entreprise et les modalités de service pour le réseau principal au Canada. Depuis la mise en œuvre de la décision le 1^{er} juillet 2013, 1,3 Gpi³ par jour supplémentaires de transport garanti par Empress ont été attribués par contrat, ce qui représente plus du double de la capacité visée par ces contrats à cet endroit.

On a envisagé d'apporter certains changements au réseau principal au Canada sous la forme d'une demande à part qui a été présentée dans une audience orale qui s'est tenue le 23 septembre 2013. Les changements demandés comprenaient des dispositions prévoyant des déviations et d'autres points de réception et l'ajout à l'avis de renouvellement d'un engagement de service de transport garanti pour le réseau principal. L'ONÉ a refusé les changements importants dans la décision qu'il a rendue le 10 octobre 2013 (les motifs de cette décision vont suivre).

En septembre 2013, nous avons conclu une entente avec des sociétés locales de distribution de gaz naturel en Ontario et au Québec concernant des droits à long terme qui nous permettront d'offrir aux clients la possibilité de s'approvisionner en gaz naturel à partir de différents endroits dans le secteur du triangle de l'Est du réseau tout en veillant à ce que les droits pour le réseau principal au Canada soient fixés à des niveaux qui couvrent les coûts permettant d'assurer cette flexibilité. D'ici la fin de 2013, nous devrions déposer une demande d'approbation de l'entente devant l'ONÉ, proposant le 1^{er} janvier 2015 comme date de mise en œuvre.

Projets d'expansion du réseau de NGTL

Nous avons poursuivi l'expansion du réseau de NGTL et nous avons mis en service de nouvelles installations d'une valeur de 700 millions de dollars en 2013. Nous avons également reçu de la part de l'ONÉ l'autorisation de construire et d'exploiter des installations d'une valeur supplémentaire de 300 millions de dollars environ.

En août 2013, nous avons signé des ententes avec Progress Energy Canada Ltd. (« Progress ») prévoyant environ deux Gpi³ par jour de transport garanti de gaz pour soutenir un prolongement important du réseau de NGTL. Le projet de North Montney qui est proposé comprendra également un embranchement avec le projet de transport de gaz de Prince Rupert (« PTPR ») que nous proposons afin d'approvisionner en gaz naturel l'installation d'exportation de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Pacific NorthWest proposée près de Prince-Rupert en Colombie-Britannique et il devrait coûter environ 1,7 milliard de dollars, ce qui comprend des installations en aval d'une valeur de 100 millions de dollars. En vertu des ententes commerciales avec Progress, les réceptions devraient augmenter entre 2016 et 2019 pour passer à un volume global d'environ 2 Gpi³ par jour, et les quantités livrées au PTPR devraient atteindre environ 2,1 Gpi³ par jour à partir de

2019. Nous sommes également en pourparlers avec d'autres parties qui souhaitent recevoir des services de transport qui utiliseraient les installations du réseau de North Montney. Nous prévoyons déposer une demande d'approbation concernant les travaux de construction et l'exploitation du projet North Montney au quatrième trimestre de 2013.

De plus, au quatrième trimestre de 2013, nous devrions amorcer un processus de notification adressé aux expéditeurs éventuels concernant un service de livraison à Vanderhoof, C.-B., par le recours à des ententes sur les capacités par le gazoduc de Coastal GasLink.

Une entente concernant les exigences en matière de produits annuels pour le réseau de NGTL pour les années 2013 et 2014 a été conclue avec des expéditeurs et d'autres parties intéressées en août 2013. L'entente fixe le rendement à 10,1 % sur une composante présumée du capital-actions de 40 %, établit une augmentation du taux d'amortissement par classes hétérogènes, qui passera respectivement à 3,05 % et à 3,12 % en 2013 et en 2014 et elle établit les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration à 190 millions de dollars pour 2013 et à 198 millions de dollars pour 2014, tout écart étant imputé à nos résultats. En août 2013, nous avons demandé et obtenu que soient approuvés les changements aux droits provisoires existants à compter du 1^{er} septembre 2013 afin de tenir compte du règlement négocié jusqu'à ce qu'une décision soit rendue au sujet de notre demande d'approbation du règlement. Le 1^{er} novembre 2013, l'ONÉ a approuvé le règlement et les droits définitifs de 2013 sans modification. Les résultats du troisième trimestre de 2013 ne tiennent pas compte de l'incidence de cette décision.

Projet de pipeline Coastal GasLink

Nous nous concentrons actuellement sur la participation des collectivités, des propriétaires fonciers, des gouvernements et des Premières Nations dans le cadre du déroulement du processus réglementaire pour le projet de pipeline Coastal GasLink avec la Colombie-Britannique auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique et de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Nous vérifierons s'il y a des expéditeurs qui souhaitent recevoir un service de livraison à proximité de Vanderhoof (C.-B.) au quatrième trimestre de 2013.

Projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR

À la suite d'un appel de soumissions fructueux ayant pris fin en octobre 2013, nous avons conclu des contrats de transport ferme pour un volume de 350 millions de pieds cubes par jour aux droits maximaux pour une période de dix ans dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR. Il faudra, dans le cadre du projet, engager des dépenses en immobilisations relativement minimales pour modifier les installations existantes et ces travaux devraient être achevés au premier trimestre de 2014. Les volumes contractuels augmenteront en 2014 pour donner lieu à un bénéfice supplémentaire. Le projet rehaussera grandement notre capacité de recevoir du gaz sur le réseau principal du sud-est d'ANR, en provenance des formations schisteuses d'Utica et de Marcellus.

Great Lakes

Le 27 septembre 2013, nous avons déposé auprès de la FERC une entente avec nos clients prévoyant la modification des tarifs à partir du 1^{er} novembre 2013. Cette entente devrait être approuvée par la Commission avant la fin de l'année. Elle fixe des taux repères maximums pour le transport par le réseau de Great Lakes. À partir de novembre 2013, les tarifs augmenteront d'environ 21 % comparativement aux tarifs en cours. Il s'ensuivra une augmentation moyenne de la partie des produits dérivés de contrats avec des tarifs repères. Cette entente comprend un moratoire stipulant que les griefs et les contestations relativement aux tarifs prévus dans l'entente doivent être déposés entre le 1^{er} novembre 2013 et le 31 mars 2015 et elle nous oblige à présenter une requête pour que les nouveaux tarifs entrent en vigueur au plus tard le 1^{er} janvier 2018.

Vente des actifs pipeliniers aux États-Unis à TC PipeLines, LP

En juillet 2013, nous avons conclu la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 45 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC ») pour la somme de 1,05 milliard de dollars US ce qui comprenait un montant de 146 millions de dollars US représentant 45 % de la dette de GTN, plus les ajustements de clôture habituels.

Nous détenons toujours une participation de 30 % dans les deux pipelines. Nous possédons par ailleurs une participation de 28,9 % dans TC PipeLines, LP, dont nous sommes le commandité.

Pipelines au Mexique

Les travaux de construction sont en cours dans le cadre du projet de prolongement de Tamazunchale et des postes de compression connexes. Bien que la fin du premier trimestre de 2014 demeure la date d'entrée en service visée, plusieurs problèmes, notamment plusieurs découvertes archéologiques, ont remis en question le calendrier des travaux. L'équipe de projet continue à surveiller et à évaluer l'incidence des retards sur le calendrier. Les activités d'ingénierie et d'obtention des permis dans le cadre des projets de Topolobampo et de Mazatlan dans le nord-ouest du Mexique se déroulent selon les prévisions.

OLÉODUCS

Projet de la côte du golfe

Nous construisons un pipeline d'un diamètre de 36 pouces, d'une valeur de 2,3 milliards de dollars US entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique, et nous prévoyons commencer à acheminer du pétrole brut à destination de Port Arthur, au Texas, d'ici la fin de 2013. La construction est achevée à environ 95 %.

Nous avons entrepris au coût de 300 millions de dollars US, la construction du latéral de Houston de 76 km (47 milles) qui assurera le transport de pétrole brut jusqu'aux raffineries de Houston au Texas et qui devrait être achevée en 2014.

Le projet de la côte du golfe aura une capacité pouvant atteindre 700 000 barils par jour.

Oléoduc Keystone XL

Le 1^{er} mars 2013, le Département d'État des États-Unis a publié un avant-projet d'énoncé d'impact environnemental supplémentaire pour l'oléoduc Keystone XL. L'énoncé d'impact a réitéré que la construction du pipeline proposé de la frontière canado-américaine, dans le Montana, jusqu'à Steele City, au Nebraska, ne donnerait lieu à aucune incidence environnementale importante. Le Département d'État poursuit son examen des commentaires sur l'énoncé d'impact formulés pendant la période allouée pour les commentaires du public qui a pris fin le 22 avril 2013. Le Département d'État, une fois sa revue terminée, devrait publier un énoncé d'impact environnemental supplémentaire final, puis consulter d'autres organismes gouvernementaux et prévoir une autre période de consultation publique au cours de la période allouée, à concurrence de 90 jours, pour déterminer si le projet sert les meilleurs intérêts du pays avant de prendre une décision au sujet de notre demande de permis présidentiel.

Nous prévoyons que la mise en service de l'oléoduc aura lieu dans les deux ans suivant la réception du permis présidentiel. Les estimations de coûts de 5,3 milliards de dollars US augmenteront en fonction du moment de l'obtention du permis. Au 30 septembre 2013, nous avons investi 2,0 milliards de dollars US dans ce projet.

Oléoduc Énergie Est

Le 1^{er} août 2013, nous avons annoncé que nous allions de l'avant avec le projet d'oléoduc Énergie Est de 1,1 million b/j, qui devait acheminer environ 900 000 b/j dans le cadre d'engagements fermes de longue durée dans son appel d'offres concernant le transport de pétrole brut à partir de l'Ouest canadien jusqu'aux raffineries de l'Est et aux terminaux d'exportation. Le projet devrait coûter environ 12 milliards de dollars, abstraction faite de la valeur de transfert des actifs lié au gaz naturel du réseau principal au Canada et, sous réserve d'approbations réglementaires, l'installation devrait être en service d'ici la fin de 2017 pour les livraisons au Québec et en 2018 pour les livraisons au Nouveau-Brunswick. Nous avons l'intention de déposer les demandes réglementaires nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le projet pipelinier et les installations terminales au cours du premier semestre de 2014.

Projet pipelinier Northern Courier

En avril 2013, nous avons déposé une demande de permis auprès de l'organisme de réglementation de l'Alberta après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur le terrain connexes.

Le 30 octobre 2013, Suncor Énergie Inc. a annoncé que Fort Hills Energy Limited Partnership allait de l'avant avec le projet d'exploitation des sables bitumineux de Fort Hills et que la production de pétrole brut devrait s'amorcer dès la fin de 2017. Notre projet pipelinier Northern Courier devrait être achevé en 2017, et il assurera le transport de pétrole brut depuis la mine de Fort Hills jusqu'aux installations de stockage de Suncor situées au nord de Fort McMurray.

Projets du pipeline Heartland et des terminaux TC

En mai 2013, nous avons annoncé que nous avons conclu des ententes d'expéditions exécutoires à long terme prévoyant la construction, la propriété et l'exploitation des projets du pipeline Heartland et des terminaux TC proposés.

Ces projets comprennent un pipeline de pétrole brut de 200 km (125 milles) reliant la région d'Edmonton aux installations de Hardisty, en Alberta, et une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland au nord d'Edmonton. Nous prévoyons que le pipeline pourra transporter à concurrence de 900 000 b/j, tandis que le terminal aura une capacité de stockage d'un maximum de 1,9 million de barils de pétrole brut. Le coût cumulé de ces projets est évalué à 900 millions de dollars et leur mise en service est prévue pour la deuxième moitié de 2015.

En mai 2013, nous avons déposé auprès de l'organisme de réglementation de l'Alberta une demande de permis pour le terminal et nous avons déposé une demande au sujet du pipeline le 25 octobre de 2013.

Projet pipelinier Grand Rapids

En mai 2013, nous avons déposé une demande de permis auprès de l'organisme de réglementation de l'énergie de l'Alberta après avoir mené à terme le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes ainsi que les travaux sur le terrain connexes.

ÉNERGIE

Énergie solaire en Ontario

Vers la fin de 2011, nous avons convenu avec Canadian Solar Solutions Inc. d'acheter neuf projets d'énergie solaire en Ontario d'une capacité de production totale de 86 MW, en contrepartie d'un montant d'environ 470 millions de dollars. Le 28 juin 2013, nous avons réalisé l'acquisition du premier projet en contrepartie de 55 millions de dollars et le 30 septembre 2013, nous avons procédé à l'acquisition de deux autres projets pour une valeur de 99 millions de dollars. Nous prévoyons que l'acquisition d'autres projets sera conclue entre la fin de 2013 et 2014, sous réserve de l'exécution satisfaisante des travaux de construction connexes et de l'obtention des approbations réglementaires requises. Toute l'électricité produite sera vendue selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO.

Sundance A

Le groupe électrogène 1 de Sundance A a été remis en service au début de septembre 2013, tandis que le groupe électrogène 2 de Sundance B l'a été en octobre 2013. TransAlta avait fermé les deux groupes électrogènes en décembre 2010 et un tribunal d'arbitrage lui a ordonné de les reconstruire en juillet 2012.

Bruce Power

Le 5 avril 2013, Bruce Power a annoncé la conclusion d'une entente avec l'OEO visant à prolonger le prix plancher pour Bruce B jusqu'à la fin de la présente décennie, ce qui devrait coïncider avec la fin de la durée d'exploitation des réacteurs de Bruce B en 2019 et 2020.

Le réacteur 4 de Bruce Power a été remis en service le 13 avril 2013 après l'exécution du programme de prolongement de la durée d'exploitation amorcé en août 2012. L'investissement devrait permettre au réacteur 4 de demeurer en exploitation au moins jusqu'en 2021.

L'installation de Bruce Power, qui compte huit réacteurs entièrement opérationnels, peut désormais produire plus de 6 200 MW d'énergie pour approvisionner le marché de l'Ontario.

Bécancour

En juin 2013, Hydro Québec nous a informés qu'elle avait l'intention de se prévaloir de son option de prolonger jusqu'en 2014 l'entente visant l'interruption complète de la production d'électricité à la centrale de Bécancour, et l'interruption a été approuvée en août 2013. Aux termes de l'entente d'interruption, Hydro Québec a l'option, sous réserve de certaines conditions, de prolonger l'interruption chaque année, jusqu'à ce que la demande régionale d'électricité se rétablisse. Nous continuons de toucher des paiements de capacité pendant l'interruption de la production.

Autres postes de l'état des résultats

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité - en millions de dollars)	2013	2012	2013	2012
Intérêts débiteurs comparables	(235)	(249)	(744)	(730)
Intérêts créditeurs et autres comparables	16	22	32	66
Charge d'impôts comparable	(172)	(123)	(464)	(354)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(33)	(29)	(87)	(90)

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité - en millions de dollars)	2013	2012	2013	2012

Intérêts comparables sur la dette à long terme

(y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)

Libellés en dollars CA	127	130	372	385
Libellés en dollars US (en dollars US)	188	185	561	554
Change	7	1	13	1
	322	316	946	940
Intérêts divers et amortissement	(7)	7	(7)	14
Intérêts capitalisés	(80)	(74)	(195)	(224)
Intérêts débiteurs comparables	235	249	744	730

Les intérêts débiteurs comparables étaient de 235 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013, comparativement à 249 millions de dollars pour la même période en 2012 pour les raisons suivantes :

- la hausse des intérêts capitalisés pour le projet de la côte du golfe et celui du Mexique, contrée en partie par la mise en service des réacteurs remis à neuf de Bruce Power;
- la hausse des intérêts débiteurs en raison des émissions de titres d'emprunt de 500 millions de dollars US en juillet 2013, de 750 millions de dollars en juillet 2013, de 750 millions de dollars US en janvier 2013 et de 1,0 milliard de dollars US en août 2012 et de la hausse du taux de change sur les intérêts débiteurs liés à des titres d'emprunt libellés en dollars américains, contrebalancée en partie par les échéances de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains.

Les intérêts débiteurs comparables étaient de 744 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, comparativement à 730 millions de dollars pour la même période en 2012 pour les raisons suivantes :

- la baisse des intérêts capitalisés à la suite de la mise en service des réacteurs de Bruce Power remis à neuf, contrebalancée partiellement par la hausse des intérêts capitalisés relativement au projet de la côte du golfe, des projets au Mexique et de Keystone XL;
- la hausse des intérêts débiteurs en raison des émissions de titres d'emprunt de 500 millions de dollars US en juillet 2013, de 750 millions de dollars en juillet 2013, de 750 millions de dollars US en janvier 2013, de 1,0 milliard de dollars US en août 2012 et de 500 millions de dollars US en mars 2012 et de la hausse du taux de change sur les intérêts débiteurs liés à des titres d'emprunt libellés en dollars américains, contrebalancée en partie par les échéances de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains.

Les intérêts créditeurs et autres comparables au trimestre à l'étude ont été de 32 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013 comparativement à 66 millions de dollars pour la même période en 2012 en raison des pertes réalisées en 2013, comparativement à des gains réalisés en 2012 sur les instruments dérivés servant à gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

La charge d'impôts comparable s'est établie à 172 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2013 et à 464 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013, comparativement à 123 millions de dollars et 354 millions de dollars pour les mêmes périodes en 2012. Le résultat supérieur avant les impôts en 2013 comparativement à 2012 et les variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadien et étrangers sont principalement à la source de cette augmentation.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver notre solidité et une grande souplesse financières pendant toutes les phases de cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance.

Nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer notre structure du capital et maintenir nos cotes de crédit.

Nous sommes persuadés que nous avons la capacité de financer notre programme d'investissement en cours au moyen de flux de trésorerie provenant de l'exploitation qui sont prévisibles, de notre accès aux marchés financiers, de nos fonds en caisse et de nos facilités de crédit confirmées qui sont substantielles.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 046	866	2 917	2 466
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	72	235	(252)	80
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 118	1 101	2 665	2 546

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 liées à l'exploitation pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 ont été respectivement de 1 118 millions de dollars et 2 665 millions de dollars, comparativement à 1 101 millions de dollars et 2 546 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2012, en raison principalement d'une hausse des résultats.

Au 30 septembre 2013, notre actif à court terme totalisait 2,4 milliards de dollars alors que notre passif à court terme se chiffrait à 4,8 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un manque au fonds de roulement d'exploitation de 2,4 milliards de dollars, comparativement à 3,1 milliards de dollars à la fin de 2012. Cette insuffisance du fonds de roulement est considérée normale dans le cours de l'exploitation et elle est gérée compte tenu de notre capacité de générer des flux de trésorerie et de notre accès continu aux marchés financiers.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Dépenses en immobilisations	992	694	3 030	1 555
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	30	144	101	557
Acquisitions	99	—	154	—

Nos dépenses en immobilisations, au cours du trimestre, étaient surtout axées sur le projet de la côte du golfe, l'expansion du réseau de NGTL et la construction des pipelines au Mexique.

Les sorties de trésorerie liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué pendant le dernier trimestre et depuis le début de l'exercice en raison d'une baisse des dépenses en immobilisations dans Bruce Power.

Le 28 juin 2013, nous avons réalisé l'acquisition du premier projet d'énergie solaire en Ontario en contrepartie de 55 millions de dollars. Le 30 septembre 2013, nous avons réalisé l'acquisition de deux autres projets d'énergie solaire en Ontario en contrepartie de 99 millions de dollars.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 173	995	2 917	1 488
Remboursements sur la dette à long terme	(521)	(12)	(1 230)	(782)
Remboursement de billets à payer, montant net	(1 177)	(930)	(618)	(341)
Dividendes et distributions versés	(390)	(355)	(1 126)	(1 057)
Activités de financement - capitaux propres	4	17	1 028	35

En janvier 2013, nous avons émis pour une valeur de 750 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 15 janvier 2016 et portant intérêt à 0,75 % par année.

En mars 2013, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 24 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 7 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut global de 600 millions de dollars. Les investisseurs auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,00 \$ par action par année, payables trimestriellement. Les investisseurs auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 8 à tous les cinquantièmes anniversaires à compter du 30 avril 2019. Les porteurs d'actions de série 8 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 alors en vigueur et de 2,38 %.

En juin 2013, nous avons racheté des billets de premier rang à 4,00 % d'un montant de 350 millions de dollars US.

En juillet 2013, nous avons émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets de trois ans à intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres échéant le 30 juin 2016 et portant intérêt au taux annuel initial de 0,95 %.

De plus, en juillet 2013, nous avons émis des billets à moyen terme à échéance de dix ans d'une valeur de 450 millions de dollars et des billets à moyen terme à échéance de 30 ans d'une valeur de 300 millions de dollars; les dates d'échéance et les taux d'intérêt annuels sont respectivement le 19 juillet 2023 et le 15 novembre 2041 et 3,69 % et 4,55 %.

En août 2013, nous avons racheté des billets de premier rang à 5,05 % d'un montant de 500 millions de dollars US.

En octobre 2013, nous avons émis pour une valeur de 625 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 16 octobre 2023 et portant intérêt au taux de 3,75 % par année et des billets de premier rang d'une valeur de 625 millions de dollars US échéant le 16 octobre 2043 et portant intérêt au taux de 5,0 % par année.

Le produit net de ces émissions devrait servir à des fins générales de la société et à la réduction d'emprunts à court terme affectés au financement d'une partie de notre programme d'investissement.

De plus, en octobre 2013, nous avons racheté quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série U en circulation. Les actions de série U ont été rachetées au prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende accumulé mais non versé de 0,5907 \$. La valeur nominale des actions de série U en circulation était de 200 millions de dollars et comportait un dividende annualisé global de 11,2 millions de dollars.

En mai 2013, TC PipeLines, LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 8 855 000 parts ordinaires au prix de 43,85 \$ US la part ordinaire pour un produit brut de 388 millions de dollars US. TransCanada a investi un montant supplémentaire d'environ 8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, notre participation dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 %.

En juillet 2013, TC PipeLines, LP a contracté un emprunt à terme de cinq ans de 500 millions de dollars US échéant en juillet 2018. Le produit de l'appel public à l'épargne, de l'emprunt à terme et de l'apport du commandité a été affecté au financement de l'achat de la participation de 45 % dans GTN et Bison auprès de notre société.

DIVIDENDES

Le 4 novembre 2013, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,46 \$ par action ordinaire (pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2013)

Payable le 31 janvier 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2013

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,2875 \$ (pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2013)

Série 3 0,25 \$ (pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2013)

Payables le 31 décembre 2013 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 2 décembre 2013

Série 5 0,275 \$ (pour la période de trois mois qui sera close le 30 janvier 2014)

Série 7 0,25 \$ (pour la période de trois mois qui sera close le 30 janvier 2014)

Payables le 30 janvier 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2013

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS

au 30 octobre 2013

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	707 millions	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	22 millions	22 millions d'actions privilégiées de série 2
Série 3	14 millions	14 millions d'actions privilégiées de série 4
Série 5	14 millions	14 millions d'actions privilégiées de série 6
Série 7	24 millions	24 millions d'actions privilégiées de série 8
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	8 millions	4 millions

FACILITÉS DE CRÉDIT

Nous avons recours à des facilités de crédit renouvelables confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial, ainsi qu'à des facilités de crédit à vue supplémentaires, à d'autres fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et l'accès à des liquidités supplémentaires.

Au 30 septembre 2013, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 5 milliards de dollars, notamment les suivantes :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Objet	Échéance
2,0 milliards de dollars	2,0 milliards de dollars	TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »)	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL	octobre 2017
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »)	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogeable qui appuie un programme de papier commercial en dollars US de TCPL USA aux États-Unis	novembre 2013
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada Keystone Pipeline, LP	Facilité de crédit confirmée renouvelable et prorogeable qui appuie un programme de papier commercial en dollars US au Canada visant à financer une partie de Keystone	novembre 2013
0,9 milliard de dollars, 0,1 milliard de dollars US	350 millions de dollars	TCPL, TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 30 septembre 2013, nous avons prélevé 650 millions de dollars en lettres de crédit	à vue

Il y a lieu de se reporter à la section sur les risques financiers et les instruments financiers pour un complément d'information sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques divers.

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements en capital ont diminué de 436 millions de dollars, principalement en raison de l'achèvement ou de l'avancement des projets d'investissement. Nos autres engagements d'achat ont diminué de 292 millions de dollars. Il n'y a eu aucun autre changement important dans nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2013 ni pour les paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques financiers et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer leur impact sur le résultat, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale. Elles sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par la société et les risques connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel 2012 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Outre les risques qui sont décrits dans les présentes, dans sa décision de mars 2013 au sujet de notre proposition de restructuration au Canada, l'ONÉ a déterminé que les principaux risques commerciaux auxquels le réseau principal au Canada est exposé se sont accrus. Le cadre tarifaire découlant de la décision de l'ONÉ entraîne une variabilité supérieure des flux de trésorerie et une plus grande incertitude au sujet du recouvrement ultime du coût du service pour le réseau principal au Canada. Pour le reste, nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2012.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions de nos besoins en liquidités pour une période mobile de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties dans les domaines suivants :

- débiteurs;
- placements en portefeuille;
- juste valeur des actifs dérivés;
- billets, prêts et avances à recevoir.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. Au 30 septembre 2013, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit était de 228 millions de dollars au 30 septembre 2013 (259 millions de dollars au 31 décembre 2012) relativement à une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

RISQUE DE CHANGE

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités aux États-Unis, le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel nous sommes exposés s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Nous utilisons des instruments dérivés portant sur les taux de change pour gérer l'exposition à des risques de change, notamment l'exposition de certains de nos actifs réglementés aux risques de change. Nous reportons certains des gains et pertes réalisés sur ces instruments dérivés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce que nous les recouvrions auprès des expéditeurs ou les payions à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

TAUX DE CHANGE MOYEN – DOLLAR AMÉRICAIN CONTRE DOLLAR CANADIEN

Troisième trimestre de 2013	1,03
Troisième trimestre de 2012	0,98

L'incidence des fluctuations de valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les autres éléments libellés en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAI comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

PRINCIPAUX MONTANTS LIBELLÉS EN DOLLARS US

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	111	139	412	501
BAIL comparable des oléoducs aux États-Unis	98	92	287	269
BAIL comparable des installations énergétiques aux États-Unis	82	57	178	71
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme libellée en dollars US	(188)	(185)	(561)	(554)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations en dollars US	59	28	152	81
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(49)	(44)	(136)	(140)
	113	87	332	228

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts. 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 :

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2013		31 décembre 2012	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises en dollars US				
(échéant de 2013 à 2019) ²	(56)	3 950 US	82	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2013 et 2014)	—	875 US	—	250 US
	(56)	4 825 US	82	4 050 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables

2 Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 8 millions de dollars et 22 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars et de 22 millions de dollars pour les périodes respectives en 2012) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

TITRES D'EMPRUNT LIBELLÉS EN DOLLARS US ET DÉSIGNÉS EN TANT QUE COUVERTURE DE L'INVESTISSEMENT NET

(non audité - en milliards de dollars)	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Valeur comptable	12,5 (12,2 US)	11,1 (11,2 US)
Juste valeur	14,5 (14,1 US)	14,3 (14,4 US)

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS UTILISÉS POUR COUVRIR NOTRE INVESTISSEMENT LIBELLÉ EN DOLLARS US DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La classification de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir nos investissements nets au bilan.

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Autres actifs à court terme	32	71
Actifs incorporels et autres actifs	7	47
Créditeurs et autres	(14)	(6)
Autres passifs à long terme	(81)	(30)
	(56)	82

SOMMAIRE DES INSTRUMENTS FINANCIERS NON DÉRIVÉS

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2013		31 décembre 2012	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	645	645	551	551
Débiteurs et autres ³	1 127	1 176	1 288	1 337
Actifs disponibles à la vente	61	61	44	44
	1 833	1 882	1 883	1 932
Passifs financiers⁴				
Billets à payer	1 688	1 688	2 275	2 275
Créditeurs et autres passifs à long terme ⁵	1 125	1 125	1 535	1 535
Intérêts courus	330	330	368	368
Dette à long terme	21 037	24 720	18 913	24 573
Billets subordonnés de rang inférieur	1 028	1 054	994	1 054
	25 208	28 917	24 085	29 805

- 1 Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2012) au titre de la dette à long terme attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur. Cette dette, qui est constatée à la juste valeur de façon récurrente, est classée au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques fondée sur les taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.
- 2 L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs financiers constatée au coût après amortissement pour laquelle la juste valeur n'est pas égale à la valeur comptable serait incluse dans le niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.
- 3 Au 30 septembre 2013, des actifs financiers de 913 millions de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les débiteurs, de 41 millions de dollars (40 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les autres actifs à court terme et de 234 millions de dollars (240 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient compris dans les actifs incorporels et autres actifs.
- 4 L'état consolidé condensé des résultats pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 comprenait respectivement des pertes de néant et de 7 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et de 14 millions de dollars pour les périodes respectives de 2012) au titre d'ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt à long terme de 200 millions de dollars US au 30 septembre 2013 (350 millions de dollars US au 31 décembre 2012). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.
- 5 Au 30 septembre 2013, des passifs financiers de 1,1 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les créditeurs et de 33 millions de dollars (38 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les autres passifs à long terme.

SOMMAIRE DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS

Le tableau suivant fait exclusion des couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers.

2013 (non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	140 \$	65 \$	—	9 \$
Passifs	(164)\$	(80)\$	(2) \$	(9) \$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Ventes	31 548	64	—	—
Achats	31 705	93	—	—
En dollars canadiens	—	—	—	462
En dollars US	—	—	978 US	150 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁴				
trimestre clos le 30 septembre 2013	18 \$	13 \$	16 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	15 \$	1 \$	(1)\$	— \$
Pertes (gains) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁴				
trimestre clos le 30 septembre 2013	(10)\$	(14)\$	3 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	(46)\$	(21)\$	(5)\$	— \$
Dates d'échéance	2013-2017	2013-2016	2013-2014	2013-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	46 \$	— \$	— \$	7 \$
Passifs	(42)\$	— \$	(1)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Ventes	6 300	—	—	—
Achats	11 264	—	—	—
En dollars US	—	—	15 US	350 US
Swaps de devises	—	—	—	—
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁴				
trimestre clos le 30 septembre 2013	(18)\$	— \$	— \$	1 \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	(29)\$	(1)\$	— \$	5 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2014	2015-2018

1 Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par nos stratégies, politiques et limites de gestion des risques. Ils comprennent les 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 nous sommes exposés.

2 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

3 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

4 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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. La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments 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, selon le cas, 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 200 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 5 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

6 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

Le tableau suivant fait exclusion des couvertures de notre investissement net dans des établissements étrangers.

2012 (non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	139 \$	88 \$	1 \$	14 \$
Passifs	(176)\$	(104)\$	(2)\$	(14)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Ventes	31 066	65	—	—
Achats	31 135	83	—	—
En dollars canadiens	—	—	—	620
En dollars US	—	—	1 408 US	200 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2012	1 \$	12 \$	13 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2012	(17) \$	2 \$	5 \$	— \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2012	4 \$	(4)\$	6 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2012	8 \$	(19)\$	21 \$	— \$
Dates d'échéance	2013 -2017	2013-2016	2013	2013-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	76 \$	— \$	— \$	10 \$
Passifs	(97)\$	(2)\$	(38)\$	— \$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Ventes	7 200	1	—	—
Achats	15 184	—	—	—
En dollars US	—	—	12 US	350 US
Swaps de devises	—	—	136/100 US	—
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2012	(49)\$	(7)\$	— \$	2 \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2012	(101)\$	(21)\$	— \$	5 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2013-2014	2013-2015

1 Tous les instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et sont visés par nos stratégies, politiques et limites de gestion des risques. Ils comprennent les 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 nous sommes exposés.

2 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

3 Au 31 décembre 2012.

4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

5 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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. La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments 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, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.

6 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 10 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 6 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, nous n'avons constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

7 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

PRÉSENTATION DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS AU BILAN

La juste valeur des instruments dérivés présentés au bilan s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	30 septembre 2013	31 décembre 2012
À court terme		
Autres actifs à court terme	194	259
Créditeurs et autres	(208)	(283)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	112	187
Autres passifs à long terme	(186)	(186)

INSTRUMENTS DÉRIVÉS VISÉS PAR DES OPÉRATIONS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

Couvertures de flux de trésorerie¹ trimestres clos les 30 septembre (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	Électricité		Gaz naturel		Change		Intérêts	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	28	96	(1)	(3)	1	(5)	(1)	—
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	33	54	1	15	—	—	4	4
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	6	5	—	1	—	—	—	—

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Couvertures de flux de trésorerie¹ périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	Électricité		Gaz naturel		Change		Intérêts	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	(6)	74	(1)	(17)	5	(5)	(1)	—
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	34	129	3	43	—	—	12	14
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	(1)	6	—	—	—	—	—	—

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

DISPOSITIONS LIÉES AU RISQUE DE CRÉDIT ÉVENTUEL

Les contrats dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative).

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 septembre 2013, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 18 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2012), et les garanties fournies dans le cadre normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2012). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2013, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 18 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2012). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous estimons que nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

HIÉRARCHIE DE LA JUSTE VALEUR

Les actifs et passifs qui sont constatés à la juste valeur doivent être classés dans l'une de trois catégories en fonction d'une hiérarchie de la juste valeur.

Niveau	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels nous avons accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe. Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche bénéfices et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.
Niveau 3	Évaluation des actifs et des passifs de façon récurrente selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où nous exerçons nos activités. Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord sont fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel devrait ou pourrait donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le niveau 3.

La juste valeur de nos actifs et de nos passifs déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1) ¹		Autres données importantes observables (niveau 2) ¹		Données importantes non observables (niveau 3) ¹		Total	
	30 sept. 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2013	31 déc. 2012
Actifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	—	179	213	7	2	186	215
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	56	75	9	13	—	—	65	88
Contrats de change	—	—	39	119	—	—	39	119
Contrats sur taux d'intérêt	—	—	16	24	—	—	16	24
Passifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	—	(198)	(269)	(8)	(4)	(206)	(273)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(71)	(95)	(9)	(11)	—	—	(80)	(106)
Contrats de change	—	—	(98)	(76)	—	—	(98)	(76)
Contrats sur taux d'intérêt	—	—	(10)	(14)	—	—	(10)	(14)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	—	—	61	44	—	—	61	44
	(15)	(20)	(11)	43	(1)	(2)	(27)	21

1 Pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2013 et 2012, il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ou du niveau 2 au niveau 3.

Le tableau suivant présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3.

(non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	Instruments dérivés ¹			
	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Solde au début de la période	—	7	(2)	(15)
Règlements	—	—	1	(1)
Transferts du niveau 3	—	(12)	(1)	(10)
Total des gains et pertes comptabilisés dans le bénéfice net	(1)	7	(1)	8
Total des gains et pertes comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	—	2	2	22
Solde à la fin de la période	(1)	4	(1)	4

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, les gains ou les pertes non réalisés inclus dans le bénéfice net attribuables à des instruments dérivés de niveau 3 étant toujours détenus à la date du bilan étaient de néant (néant en 2012).

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 ou à une hausse de 3 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 septembre 2013.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Au 30 septembre 2013, la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC, et elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Au troisième trimestre de 2013, il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

La direction est en voie de mettre en application un système de planification des ressources de l'entreprise (« PRE ») qui influera probablement sur certains procédés à l'appui des contrôles internes à l'égard de l'information financière. La mise en œuvre devrait débuter le 1^{er} janvier 2014.

CONVENTIONS ET ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons 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 comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels.

Nos principales conventions comptables et estimations comptables critiques demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2012, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel 2012 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables et estimations comptables critiques.

Modifications de conventions comptables pour 2013

Compensation dans le bilan

Le 1^{er} janvier 2013, nous avons adopté l'ASU sur la présentation d'informations au sujet de la compensation d'actifs et de passifs publiée par le Financial Accounting Standards Board (« FASB ») pour permettre la compréhension des incidences des accords de compensation sur notre situation financière. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet de certains instruments dérivés qui font l'objet d'une compensation conformément aux PCGR des États-Unis en vigueur ou qui sont visés par un accord de compensation cadre ou une entente semblable.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le 1^{er} janvier 2013, nous avons adopté l'ASU sur la déclaration des montants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu publiée par le FASB. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des montants importants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu et reclassés dans le bénéfice net.

Modifications comptables futures

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié une recommandation concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquels le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Les conventions d'emprunt, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires sont des exemples de ces obligations. L'ASU s'applique rétrospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers consolidés, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence importante.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de l'affectation des écarts de conversion cumulés au bénéfice net lorsqu'une société mère vend en tout ou en partie sa participation dans une entité étrangère ou cesse de détenir une participation financière donnant le contrôle dans une filiale ou un groupe d'actifs représentant une entreprise. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. L'adoption par anticipation est permise au début de l'exercice d'une entité. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers consolidés, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence importante.

Avantage fiscal non constaté

En juillet 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de la présentation, dans les états financiers, d'un avantage fiscal non constaté lorsqu'il y a un report prospectif d'une perte d'exploitation nette, une perte fiscale de même nature ou un report prospectif de crédit d'impôt. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2014. L'adoption par anticipation est permise. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers consolidés, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence importante.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	2013			2012			2011	
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	2 204	2 009	2 252	2 089	2 126	1 847	1 945	2 015
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	481	365	446	306	369	272	352	376
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,68 \$	0,52 \$	0,63 \$	0,43 \$	0,52 \$	0,39 \$	0,50 \$	0,53 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,44 \$	0,44 \$	0,44 \$	0,44 \$	0,42 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR D'ACTIVITÉ

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient entre les secteurs d'activité.

Dans le secteur des gazoducs, les produits et le bénéfice net trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

- des décisions rendues par les organismes de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service des actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des oléoducs, les produits et le bénéfice net annuels sont fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. Les produits et le bénéfice net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours du même exercice.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation pour entretien préventif et correctif;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service des actifs nouvellement construits.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Troisième trimestre de 2013

- Le BAII incluait des gains non réalisés nets de 52 millions de dollars avant les impôts (34 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Deuxième trimestre de 2013

- Le BAII incluait des pertes non réalisées nettes de 27 millions de dollars avant les impôts (17 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Premier trimestre de 2013

- Le BAII comprenait un bénéfice avant les impôts de 42 millions de dollars (84 millions de dollars après les impôts) attribuable à la décision de l'ONÉ au sujet du réseau principal au Canada en 2012 et des pertes non réalisées nettes de 10 millions de dollars avant les impôts (8 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Quatrième trimestre de 2012

- Le BAII incluait des pertes non réalisées nettes de 17 millions de dollars avant les impôts (12 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Troisième trimestre de 2012

- Le BAII incluait des gains non réalisés nets de 31 millions de dollars avant les impôts (20 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Deuxième trimestre de 2012

- Le BAII incluait une charge de 20 millions de dollars avant les impôts (15 millions de dollars après les impôts) se rapportant à 2011 suivant la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A ainsi que des pertes non réalisées nettes de 14 millions de dollars avant les impôts (13 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Premier trimestre de 2012

- Le BAII incluait des pertes non réalisées nettes de 22 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

Quatrième trimestre de 2011

- Le BAII incluait des gains non réalisés nets de 13 millions de dollars avant les impôts (11 millions de dollars après les impôts) découlant de certaines activités de gestion des risques.

État consolidé condensé des résultats

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits				
Gazoducs	1 083	1 058	3 271	3 177
Oléoducs	281	259	830	769
Énergie	840	809	2 364	1 972
	2 204	2 126	6 465	5 918
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	177	71	423	196
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	650	627	1 939	1 846
Achats de produits de base revendus	299	337	958	758
Impôts fonciers	138	131	353	346
Amortissement	366	342	1 089	1 032
	1 453	1 437	4 339	3 982
Charges financières (produits financiers)				
Intérêts débiteurs	235	249	745	730
Intérêts créditeurs et autres	(31)	(34)	(33)	(70)
	204	215	712	660
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	724	545	1 837	1 472
(Recouvrement) charge d'impôts				
Exigibles	(3)	6	40	101
Reportés	193	128	363	247
	190	134	403	348
Bénéfice net	534	411	1 434	1 124
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	33	29	87	90
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	501	382	1 347	1 034
Dividendes sur les actions privilégiées	20	13	55	41
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	481	369	1 292	993
Bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	0,68 \$	0,52 \$	1,83 \$	1,41 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,46 \$	0,44 \$	1,38 \$	1,32 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	707	705	707	704
Dilué	708	706	708	705

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
(non audité - en millions de dollars canadiens)				
Bénéfice net	534	411	1 434	1 124
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	(140)	(196)	196	(189)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	62	99	(122)	76
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	14	60	(9)	43
Reclassement dans le bénéfice net de gains sur les couvertures de flux de trésorerie	27	47	34	119
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	1	—	1	—
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	4	17	18
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1)	(3)	(4)	(1)
Autres éléments du résultat étendu (note 7)	(32)	11	113	66
Résultat étendu	502	422	1 547	1 190
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	5	(5)	116	59
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	497	427	1 431	1 131
Dividendes sur les actions privilégiées	20	13	55	41
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	477	414	1 376	1 090

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des flux de trésorerie

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité - en millions de dollars canadiens)	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	534	411	1 434	1 124
Amortissement	366	342	1 089	1 032
Impôts reportés	193	128	363	247
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(177)	(71)	(423)	(196)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	163	95	427	252
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure (supérieure) à la charge	7	(23)	33	(11)
Autres	(40)	(16)	(6)	18
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	72	235	(252)	80
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 118	1 101	2 665	2 546
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(992)	(694)	(3 030)	(1 555)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(30)	(144)	(101)	(557)
Acquisitions	(99)	—	(154)	—
Montants reportés et autres	(103)	40	(267)	82
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 224)	(798)	(3 552)	(2 030)
Activités de financement				
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(346)	(322)	(1 012)	(956)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(44)	(33)	(114)	(101)
Remboursement de billets à payer, montant net	(1 177)	(930)	(618)	(341)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	2 173	995	2 917	1 488
Remboursements sur la dette à long terme	(521)	(12)	(1 230)	(782)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	4	17	59	35
Parts de société en nom collectif émises par une filiale, déduction faite des frais d'émission	—	—	384	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	585	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	89	(285)	971	(657)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(12)	(14)	10	(19)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(29)	4	94	(160)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	674	490	551	654
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	645	494	645	494

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

	30 septembre 2013	31 décembre 2012
(non audité - en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	645	551
Débiteurs	913	1 052
Stocks	238	224
Autres	636	997
	2 432	2 824
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 17 598 \$ et 16 540 \$	35 985	33 713
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 395	5 366
Écart d'acquisition	3 575	3 458
Actifs réglementaires	1 924	1 629
Actifs incorporels et autres actifs	1 518	1 343
	50 829	48 333
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 688	2 275
Créditeurs et autres	1 771	2 344
Intérêts courus	330	368
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	971	894
	4 760	5 881
Passifs réglementaires	238	268
Autres passifs à long terme	811	882
Passifs d'impôts reportés	4 163	3 953
Dette à long terme	20 066	18 019
Billets subordonnés de rang inférieur	1 028	994
	31 066	29 997
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 136	12 069
Émises et en circulation : Au 30 septembre 2013 : 707 millions d'actions Au 31 décembre 2012 : 705 millions d'actions		
Actions privilégiées	1 813	1 224
Surplus d'apport	406	379
Bénéfices non répartis	5 001	4 687
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 7)	(1 364)	(1 448)
Participations assurant le contrôle	17 992	16 911
Participations sans contrôle	1 771	1 425
	19 763	18 336
	50 829	48 333

Éventualités et garanties (note 11)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 12)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

	périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité - en millions de dollars canadiens)	2013	2012
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	12 069	12 011
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	67	38
Solde à la fin de la période	12 136	12 049
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	1 224	1 224
Actions émises, déduction faite des frais d'émission	589	—
Solde à la fin de la période	1 813	1 224
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	379	380
Exercice d'options sur actions, déduction faite des options émises	(2)	—
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	29	—
Solde à la fin de la période	406	380
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	4 687	4 628
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 347	1 034
Dividendes sur les actions ordinaires	(976)	(930)
Dividendes sur les actions privilégiées	(57)	(41)
Solde à la fin de la période	5 001	4 691
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(1 448)	(1 449)
Autres éléments du résultat étendu	84	97
Solde à la fin de la période	(1 364)	(1 352)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	17 992	16 992
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 425	1 465
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	63	70
Dividendes sur les actions privilégiées of TCPL	17	17
Portland	7	3
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	29	(31)
Vente de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	384	—
Diminution de la participation de TransCanada	(47)	—
Distributions versées aux participations sans contrôle	(114)	(101)
Change et autres	7	(4)
Solde à la fin de la période	1 771	1 419
Total des capitaux propres	19 763	18 411

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2012. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le glossaire faisant partie du rapport annuel 2012 de TransCanada.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour refléter la situation financière et les résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés 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 audités de 2012 compris dans le rapport annuel 2012 de TransCanada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur des gazoducs de la société en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur de l'énergie de la société en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des consommateurs, les prix des marchés pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à 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 condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2012, exception faite de ce qui est décrit à la note 2, Modifications de conventions comptables.

2. Modifications de conventions comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2013

Compensation dans le bilan

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté l'ASU sur la présentation d'informations au sujet de la compensation d'actifs et de passifs publiée par le FASB pour permettre la compréhension des incidences des accords de compensation sur la situation financière de la société. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet de certains instruments dérivés qui sont soit compensés conformément aux PCGR des États-Unis actuellement en vigueur, soit visés par un accord de compensation cadre ou une entente semblable.

Cumul des autres éléments du résultat étendu

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté l'ASU sur la déclaration des montants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu publiée par le FASB. L'adoption de l'ASU a donné lieu à des informations qualitatives et quantitatives accrues au sujet des montants importants sortis du cumul des autres éléments du résultat étendu et reclassés dans le bénéfice net.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié une recommandation concernant la constatation, l'évaluation et la présentation des obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire pour lesquels le montant total de l'obligation est déterminé à la date du bilan. Des exemples d'obligations visées par la portée de l'ASU en question comprennent les

conventions d'emprunts, les obligations contractuelles diverses ainsi que les litiges réglés et les décisions judiciaires. L'ASU s'applique rétrospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'ASU sur ses états financiers consolidés, mais elle ne s'attend pas à ce que cette adoption ait une incidence importante.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de l'affectation des écarts de conversion cumulés au bénéfice net lorsqu'une société mère vend en tout ou en partie sa participation dans une entité étrangère ou cesse de détenir une participation financière donnant le contrôle dans une filiale ou un groupe d'actifs représentant une entreprise. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2013. L'adoption par anticipation est permise au début de l'exercice d'une entité. La société évalue actuellement l'incidence de l'ASU sur ses états financiers consolidés, mais elle ne s'attend pas à ce que cette adoption ait une incidence importante.

Avantage fiscal non constaté

En juillet 2013, le FASB a publié des recommandations modifiées au sujet de la présentation, dans les états financiers, d'un avantage fiscal non constaté lorsqu'il y a un report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale de même nature ou d'un report prospectif de crédit d'impôt. L'ASU s'applique prospectivement aux exercices, ainsi qu'aux périodes intermédiaires comprises dans ces exercices, ouverts après le 15 décembre 2014. L'adoption par anticipation est permise. Nous évaluons l'incidence de l'adoption de l'ASU sur nos états financiers, mais nous ne nous attendons pas à ce que cette adoption ait une incidence importante.

3. Informations sectorielles

[illegible][illegible]

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Gazoducs	24 206	23 210
Oléoducs	12 065	10 485
Énergie	13 116	13 157
Siège social	1 442	1 481
	50 829	48 333

4. Impôts sur le bénéfice

Au 30 septembre 2013, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines était d'environ 24 millions de dollars (49 millions de dollars au 31 décembre 2012). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Les charges fiscales nettes du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 comprennent respectivement néant au titre des intérêts débiteurs et des pénalités (une reprise de 2 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement, pour le trimestre et la période de neuf mois au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités au 30 septembre 2012). Au 30 septembre 2013, la société avait constaté 5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2012).

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2013 et 2012 étaient de respectivement 22 % et 23,6 %. Le taux d'imposition effectif inférieur en 2013 découle de l'incidence de la décision de l'ONÉ au sujet de la proposition de restructuration au Canada et de la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales.

TransCanada a constaté un ajustement favorable aux impôts sur le bénéfice d'environ 25 millions de dollars à la suite de la mise en vigueur de certaines lois fiscales fédérales canadiennes en juin 2013. Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TransCanada ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non constatées qui auraient une incidence importante sur ses états financiers.

5. Dette à long terme

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, TransCanada a capitalisé des intérêts de respectivement 80 millions de dollars et 195 millions de dollars (74 millions de dollars et 224 millions de dollars pour les périodes respectives closes le 30 septembre 2012) relativement aux projets d'investissement.

En janvier 2013, TransCanada PipeLines Limited a émis pour une valeur de 750 millions de dollars US de billets de premier rang échéant en 2016 et comportant un taux d'intérêt de 0,75 % par année.

En juillet 2013, TransCanada PipeLines Limited a émis pour une valeur de 500 millions de dollars US de billets de trois ans à intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres échéant en 2016 et portant intérêt au taux annuel initial de 0,95 %.

De plus, en juillet 2013, TransCanada PipeLines Limited a émis des billets à échéance de dix ans d'une valeur de 450 millions de dollars et des billets de premier rang à échéance de 30 ans d'une valeur de 300 millions de dollars; les dates d'échéance et les taux d'intérêt sont respectivement en juillet 2023 et en novembre 2041 et 3,69 % et 4,55 %.

En juillet 2013, TC PipeLines, LP a contracté un emprunt à terme de cinq ans de 500 millions de dollars US échéant en juillet 2018. Les prêts obtenus dans le cadre de l'emprunt à terme portent intérêt au taux interbancaire offert à Londres – le taux de base – majoré de la marge applicable. La marge applicable aux emprunts à terme est déterminée par la cote des créances de premier rang de TC Pipelines, LP et fluctue de 1,125 % à 2,00 % pour les emprunts au taux interbancaire offert à Londres et de 0,125 % à 1,00 % pour les emprunts au taux de base. Le taux interbancaire moyen offert à Londres pour l'emprunt à terme de TC PipeLines, LP pendant le trimestre clos le 30 septembre 2013 était de 1,44 %.

En juin 2013, TransCanada PipeLines Limited a racheté des billets de premier rang à 4,00 % d'un montant de 350 millions de dollars US.

En août 2013, TransCanada PipeLines Limited a racheté des billets de premier rang à 5,05 % d'un montant de 500 millions de dollars US.

6. Capitaux propres et capital-actions

Le 22 mai 2013, TC PipeLines LP a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 8 855 000 parts ordinaires au prix de 43,85 \$ US la part, pour un produit brut d'environ 388 millions de dollars US. TransCanada a investi un montant supplémentaire d'environ 8 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité, mais elle n'a pas acheté d'autres parts. À la suite de cette émission, la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP a été ramenée de 33,3 % à 28,9 % et une incidence de dilution de 29 millions de dollars après les impôts (47 millions de dollars avant les impôts) a été constatée dans le surplus d'apport.

ÉMISSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En mars 2013, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 24 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif, de série 7. Les actions privilégiées de série 7 ont été émises à 25 \$ l'action, pour un produit brut de 600 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 ont le droit de recevoir des dividendes cumulatifs fixes de 1,00 \$ par action par année, payables trimestriellement. Le taux de dividende sera ajusté le 30 avril 2019 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur et de 2,38 %. Les actions privilégiées sont rachetables par TransCanada le ou après le 30 avril 2019 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite au prix de 25 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série 7 auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 8 le 30 avril 2019 et le 30 avril tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 8 auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un taux de rendement annuel égal à la somme du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours alors en vigueur et de 2,38 %.

7. Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les incidences fiscales connexes s'établissent comme suit :

trimestre clos le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	(104)	(36)	(140)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	83	(21)	62
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	27	(13)	14
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	38	(11)	27
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	(1)	1
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	9	(4)	5
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1)	—	(1)
Autres éléments du résultat étendu	54	(86)	(32)

trimestre clos le 30 septembre 2012 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	(145)	(51)	(196)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	133	(34)	99
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	88	(28)	60
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	73	(26)	47
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	6	(2)	4
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(4)	1	(3)
Autres éléments du résultat étendu	151	(140)	11

période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	144	52	196
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(165)	43	(122)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(3)	(6)	(9)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	49	(15)	34
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	(1)	1
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	26	(9)	17
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(5)	1	(4)
Autres éléments du résultat étendu	48	65	113

période de neuf mois close le 30 septembre 2012 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains et pertes de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	(141)	(48)	(189)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	102	(26)	76
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	52	(9)	43
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	186	(67)	119
Reclassement dans le bénéfice net de gains et pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	17	1	18
Autres éléments du résultat étendu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1)	—	(1)
Autres éléments du résultat étendu	215	(149)	66

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

trimestre clos le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} juillet 2013	(612)	(129)	(619)	(1 360)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	(50)	14	—	(36)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	27	5	32
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(50)	41	5	(4)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2013	(662)	(88)	(614)	(1 364)

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes.

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite d'une participation sans contrôle de 28 millions de dollars.

période de neuf mois close le 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2013	(707)	(110)	(631)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	45	(12)	—	33
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	34	17	51
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	45	22	17	84
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2013	(662)	(88)	(614)	(1 364)

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes.

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite d'une participation sans contrôle de 29 millions de dollars.

3 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 26 millions de dollars (17 millions de dollars après les impôts) au 30 septembre 2013. 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.

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu se détaillent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestre clos le 30 septembre 2013	période de neuf mois close le 30 septembre 2013	
Couvertures de flux de trésorerie			
Installations énergétiques et gaz naturel	(34)	(37)	Produits (Énergie)
Intérêts	(4)	(12)	Intérêts débiteurs
	(38)	(49)	Total avant les impôts
	11	15	Charge d'impôts
	(27)	(34)	Après les impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés ²	(9)	(26)	Total avant les impôts
	4	9	Charge d'impôts
	(5)	(17)	Après les impôts

1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées dans l'état consolidé condensé des résultats.

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages sociaux. Il y a lieu de se reporter à la note 8 pour un complément d'information.

8. Avantages postérieurs au départ à la retraite

Le coût net des prestations constaté au titre des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société se présente comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Coût des services rendus	21	16	1	1	62	49	2	2
Intérêts débiteurs	24	24	2	2	71	71	6	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(31)	(28)	—	—	(89)	(85)	(1)	(1)
Amortissement de la perte actuarielle	8	5	1	—	23	14	2	1
Amortissement des coûts au titre des services passés	—	—	—	—	1	1	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	7	5	—	—	22	15	1	—
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	1	—	—	1	2
Coût net des prestations constaté	29	22	4	4	90	65	11	10

9. Gestion des risques et instruments financiers

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

À la date du bilan, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait aux débiteurs, aux placements en portefeuille constatés à leur juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et des billets ainsi qu'aux prêts et avances à recevoir. Les valeurs comptables et les justes valeurs de ces actifs financiers, exception faite des montants se rapportant aux actifs dérivés, sont incluses sous les postes Débiteurs et autres et Actifs disponibles à la vente présentés dans le tableau ci-après du sommaire des instruments financiers non dérivés. La majeure partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou le risque est couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée. La société passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode du coût réel d'entrée. Au 30 septembre 2013, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable importante au cours du trimestre.

Au 30 septembre 2013, la concentration du risque de crédit de la société était de 228 millions de dollars (259 millions de dollars au 31 décembre 2012) à recevoir d'une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie.

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de 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 après les impôts.

TITRES D'EMPRUNT LIBELLÉS EN DOLLARS US ET DÉSIGNÉS EN TANT QUE COUVERTURE DE L'INVESTISSEMENT NET

(non audité - en milliards de dollars canadiens)	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Valeur comptable	12,5 (12,2 US)	11,1 (11,2 US)
Juste valeur	14,5 (14,1 US)	14,3 (14,4 US)

JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS UTILISÉS POUR COUVRIR NOTRE INVESTISSEMENT LIBELLÉ EN DOLLARS US DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2013	31 décembre 2012
Autres actifs à court terme	32	71
Actifs incorporels et autres actifs	7	47
Créditeurs et autres	(14)	(6)
Autres passifs à long terme	(81)	(30)
	(56)	82

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2013		31 décembre 2012	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises en dollars US				
(échéant de 2013 à 2019) ²	(56)	3 950 US	82	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2013 et 2014)	—	875 US	—	250 US
	(56)	4 825 US	82	4 050 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 8 millions de dollars et 22 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars et de 22 millions de dollars pour les périodes respectives en 2012) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Sommaire des instruments financiers non dérivés

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2013		31 décembre 2012	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²	Valeur comptable ¹	Juste valeur ²
Actifs financiers				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	645	645	551	551
Débiteurs et autres ³	1 127	1 176	1 288	1 337
Actifs disponibles à la vente	61	61	44	44
	1 833	1 882	1 883	1 932
Passifs financiers⁴				
Billets à payer	1 688	1 688	2 275	2 275
Créditeurs et autres passifs à long terme ⁵	1 125	1 125	1 535	1 535
Intérêts courus	330	330	368	368
Dette à long terme	21 037	24 720	18 913	24 573
Billets subordonnés de rang inférieur	1 028	1 054	994	1 054
	25 208	28 917	24 085	29 805

1 Constatés au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 200 millions de dollars US (350 millions de dollars US au 31 décembre 2012) au titre de la dette à long terme attribuable au risque couvert et constatée à la juste valeur. Cette dette, qui est constatée à la juste valeur de façon récurrente, est classée au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques fondée sur les taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

2 L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs financiers constatée au coût après amortissement pour laquelle la juste valeur n'est pas égale à la valeur comptable serait incluse dans le niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur selon l'approche bénéfiques en fonction des taux d'intérêt des fournisseurs externes de services de données.

3 Au 30 septembre 2013, des actifs financiers de 913 millions de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les débiteurs, de 41 millions de dollars (40 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les autres actifs à court terme et de 234 millions de dollars (240 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient compris dans les actifs incorporels et autres actifs.

4 L'état consolidé condensé des résultats pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013 comprenait respectivement des pertes de néant et de 7 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et pertes de 14 millions de dollars pour les périodes respectives de 2012) au titre d'ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres d'emprunt à long terme de 200 millions de dollars US au 30 septembre 2013 (350 millions de dollars US au 31 décembre 2012). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

5 Au 30 septembre 2013, des passifs financiers de 1,1 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les créditeurs et de 33 millions de dollars (38 millions de dollars au 31 décembre 2012) étaient inclus dans les autres passifs à long terme.

Sommaire des instruments dérivés

Les renseignements sur les instruments dérivés de la société pour 2013, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ²				
Actifs	140 \$	\$65	— \$	9 \$
Passifs	(164)\$	(\$80)	(2) \$	(9) \$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Ventes	31 548	64	—	—
Achats	31 705	93	—	—
En dollars canadiens	—	—	—	462
En dollars US	—	—	978 US	150 US
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁴				
trimestre clos le 30 septembre 2013	18 \$	13 \$	16 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	15 \$	1 \$	(1)\$	— \$
Pertes nettes réalisées de la période ⁴				
trimestre clos le 30 septembre 2013	(10)\$	(14)\$	3 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	(46)\$	(21)\$	(5)\$	— \$
Dates d'échéance	2013-2017	2013-2016	2013-2014	2013-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{5,6}				
Justes valeurs ²				
Actifs	46 \$	— \$	— \$	7 \$
Passifs	(42)\$	— \$	(1)\$	(1)\$
Valeurs nominales				
Volumes ³				
Ventes	6 300	—	—	—
Achats	11 264	—	—	—
En dollars US	—	—	15 US	350 US
Swaps de devises	—	—	—	—
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁴				
trimestre clos le 30 septembre 2013	(18)\$	— \$	— \$	1 \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2013	(29)\$	(1)\$	— \$	5 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2014	2015-2018

1 Tous les instruments dérivés 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 et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

4 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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. La partie efficace de la variation de la juste valeur des instruments 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, selon le cas, 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 200 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, s'établissant respectivement à 1 million de dollars et à 5 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, 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 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

Sommaire des instruments dérivés

Les renseignements sur les instruments dérivés de la société pour 2012, exclusion faite des couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers, s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	139 \$	88 \$	1 \$	14 \$
Passifs	(176)\$	(104)\$	(2)\$	(14)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Ventes	31 066	65	—	—
Achats	31 135	83	—	—
En dollars canadiens	—	—	—	620
En dollars US	—	—	1 408 US	200 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2012	1 \$	12 \$	13 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2012	(17) \$	2 \$	5 \$	— \$
Gains (pertes) net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2012	4 \$	(4)\$	6 \$	— \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2012	8 \$	(19)\$	21 \$	— \$
Dates d'échéance	2013 -2017	2013-2016	2013	2013-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	76 \$	— \$	— \$	10 \$
Passifs	(97)\$	(2)\$	(38)\$	— \$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Ventes	7 200	1	—	—
Achats	15 184	—	—	—
En dollars US	—	—	12 US	350 US
Swaps de devises	—	—	136/100 US	—
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 30 septembre 2012	(49)\$	(7)\$	— \$	2 \$
période de neuf mois close le 30 septembre 2012	(101)\$	(21)\$	— \$	5 \$
Dates d'échéance	2013-2018	2013	2013-2014	2013-2015

1 Tous les instruments dérivés 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 Au 31 décembre 2012.

4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi³.

- 5 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente d'électricité et de gaz naturel sont inclus dans les produits. Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments 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. La tranche efficace de la variation de la juste valeur des instruments 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, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé.
- 6 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 10 millions de dollars et une valeur nominale de 350 millions de dollars US. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 6 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, 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.
- 7 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2012, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

PRÉSENTATION DES INSTRUMENTS DÉRIVÉS AU BILAN

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2013	31 décembre 2012
À court terme		
Autres actifs à court terme	194	259
Créditeurs et autres	(208)	(283)
À long terme		
Actifs incorporels et autres actifs	112	187
Autres passifs à long terme	(186)	(186)

INSTRUMENTS DÉRIVÉS VISÉS PAR DES OPÉRATIONS DE COUVERTURE DE FLUX DE TRÉSORERIE

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture des flux de trésorerie s'établissent comme suit :

Couvertures de flux de trésorerie ¹	Électricité		Gaz naturel		Change		Intérêts	
trimestres clos les 30 septembre (non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	28	96	(1)	(3)	1	(5)	(1)	—
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	33	54	1	15	—	—	4	4
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	6	5	—	1	—	—	—	—

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Couvertures de flux de trésorerie ¹ périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Électricité		Gaz naturel		Change		Intérêts	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)	(6)	74	(1)	(17)	5	(5)	(1)	—
Reclassement des gains et des pertes sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)	34	129	3	43	—	—	12	14
Gains et pertes sur les instruments dérivés constatés dans les résultats (partie inefficace)	(1)	6	—	—	—	—	—	—

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

COMPENSATION DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TransCanada ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés - actifs			
Électricité	186	(116)	70
Gaz naturel	65	(61)	4
Change	39	(24)	15
Intérêts	16	(2)	14
Total	306	(203)	103
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(206)	116	(90)
Gaz naturel	(80)	61	(19)
Change	(98)	24	(74)
Intérêts	(10)	2	(8)
Total	(394)	203	(191)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 septembre 2013, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 144 millions de dollars et des lettres de crédit de 30 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 1 million de dollars et des lettres de crédit de 4 millions de dollars relativement aux risques liés aux actifs au 30 septembre 2013.

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2012 :

au 31 décembre 2012 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
Instruments dérivés - actifs			
Électricité	215	(132)	83
Gaz naturel	88	(83)	5
Change	119	(37)	82
Intérêts	24	(6)	18
Total	446	(258)	188
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(273)	132	(141)
Gaz naturel	(106)	83	(23)
Change	(76)	37	(39)
Intérêts	(14)	6	(8)
Total	(469)	258	(211)

1 Les montants disponibles à des fins de compensation ne comprennent pas les garanties en trésorerie accordées ou reçues.

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 décembre 2012, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 189 millions de dollars et des lettres de crédit de 45 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 2 millions de dollars et des lettres de crédit de 5 millions de dollars relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2012.

DISPOSITIONS LIÉES AU RISQUE DE CRÉDIT ÉVENTUEL

Les contrats dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 septembre 2013, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 18 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2012), et la société avait fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2012) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées le 30 septembre 2013, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties de 18 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2012). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société estime qu'elle dispose de suffisamment de liquidités sous forme d'encaisse et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

HIÉRARCHIE DE LA JUSTE VALEUR

Les actifs et les passifs de la société constatés à la juste valeur sont classés dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie de la juste valeur.

Niveau	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe. Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche bénéfices et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.
Niveau 3	Évaluation des actifs et des passifs de façon récurrente selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. Les prix de l'électricité à long terme sont estimés au moyen d'un outil de modélisation d'une tierce partie qui tient compte de certaines caractéristiques physiques d'exploitation des centrales se trouvant dans les marchés où nous exerçons nos activités. Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord sont fonction de perspectives relatives à l'offre et à la demande futures de gaz naturel ainsi que des coûts d'exploration et de mise en valeur. Toute baisse importante des prix du combustible ou de la demande d'électricité ou de gaz naturel ou toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel devrait ou pourrait donner lieu à une évaluation inférieure de la juste valeur des contrats inclus dans le niveau 3. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.

La juste valeur des actifs et des passifs de la société déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme, est classée comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1) ¹		Autres données importantes observables (niveau 2) ¹		Données importantes non observables (niveau 3) ¹		Total	
	30 sept. 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2013	31 déc. 2012	30 sept. 2013	31 déc. 2012
Actifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	—	179	213	7	2	186	215
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	56	75	9	13	—	—	65	88
Contrats de change	—	—	39	119	—	—	39	119
Contrats sur taux d'intérêt	—	—	16	24	—	—	16	24
Passifs liés aux instruments dérivés :								
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	—	(198)	(269)	(8)	(4)	(206)	(273)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(71)	(95)	(9)	(11)	—	—	(80)	(106)
Contrats de change	—	—	(98)	(76)	—	—	(98)	(76)
Contrats sur taux d'intérêt	—	—	(10)	(14)	—	—	(10)	(14)
Instruments financiers non dérivés :								
Actifs disponibles à la vente	—	—	61	44	—	—	61	44
	(15)	(20)	(11)	43	(1)	(2)	(27)	21

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 et du niveau 2 au niveau 3 pendant les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2013 et 2012.

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Instruments dérivés ¹			
	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2013	2012	2013	2012
Solde au début de la période	—	7	(2)	(15)
Règlements	—	—	1	(1)
Transferts au niveau 3	—	(12)	(1)	(10)
Total des gains et pertes comptabilisés dans le bénéfice net	(1)	7	(1)	8
Total des gains et pertes comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	—	2	2	22
Solde à la fin de la période	(1)	4	(1)	4

1 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2013, les gains ou les pertes non réalisés inclus dans le bénéfice net attribuables à des instruments dérivés de niveau 3 étant toujours détenus à la date du bilan étaient de néant (néant en 2012).

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 ou à une hausse de 3 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 septembre 2013.

10. Acquisitions et ventes

Le 28 juin 2013, TransCanada a fait l'acquisition de la première des neuf centrales solaires de Canadian Solar Solutions Inc. en Ontario en contrepartie de 55 millions de dollars.

Le 30 septembre 2013, TransCanada a fait l'acquisition de deux autres centrales solaires de Canadian Solar Solutions Inc. en Ontario en contrepartie de 99 millions de dollars.

TransCanada a évalué les actifs et les passifs acquis à la juste valeur et la presque totalité du prix d'achat a été affectée aux immobilisations corporelles. La capacité cumulée des neuf projets est de 86 MW et le coût du portefeuille sera d'environ 470 millions de dollars. TransCanada prévoit que les autres projets entreront en service et seront acquis d'ici la fin de 2014. L'énergie renouvelable produite par ces installations sera vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario aux termes de CAE de 20 ans.

Le 1^{er} juillet 2013, TransCanada a conclu la vente à TC PipeLines, LP d'une participation de 45 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN LLC ») et dans Bison Pipeline LLC (« Bison LLC »). Le prix d'achat global de 1,05 milliard de dollars US comprenait une dette à long terme de 146 millions de dollars US représentant 45 % de l'encours de la dette de GTN LLC, plus les ajustements de clôture habituels. GTN LLC et Bison LLC détiennent respectivement les gazoducs GTN et Bison.

11. Éventualités et garanties

TransCanada et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice, procédures d'arbitrage et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Pour ce qui est de 2013, TransCanada prévoit actuellement que les prix sur le marché au comptant seront inférieurs au prix plancher pour le reste de l'année et, par conséquent, aucun des montants reçus aux termes du mécanisme de prix plancher au cours des neuf premiers mois de 2013 ne devrait être remboursé.

GARANTIES

TransCanada et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, à un contrat de location et aux services contractuels. En outre, TransCanada et BPC ont individuellement garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce A liées à une entente de sous-location ainsi qu'à certaines autres obligations financières. Le risque de la société aux termes de certaines de ces garanties est illimité.

Outre les garanties pour Bruce Power, la société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit (i) conjointement ou solidairement, (ii) conjointement ou (iii) solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties susmentionnées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

au 30 septembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Échéance	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	665	9
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	41	8
		706	17

1 Quote-part de TransCanada à l'égard du risque estimatif actuel ou conditionnel.

2 Exception faite d'une garantie sans échéance qui ne comporte aucun risque.

12. Événements postérieurs à la date du bilan

En octobre 2013, TransCanada PipeLines Limited a émis pour une valeur de 625 millions de dollars US de billets de premier rang échéant le 16 octobre 2023 et portant intérêt au taux de 3,75 % par année et des billets de premier rang d'un montant de 625 millions de dollars US échéant le 16 octobre 2043 et assortis d'un taux de 5,0 % par année.

De plus, en octobre 2013, TransCanada PipeLines Limited a racheté les quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série U en circulation. Les actions de série U ont été rachetées au prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende accumulé mais non versé à la date de rachat de 0,5907 \$.