

Rapport trimestriel aux actionnaires

TransCanada annonce une augmentation de 15 % de son résultat comparable pour le premier trimestre Les fonds provenant de l'exploitation dépassent 1,1 milliard de dollars

CALGARY (Alberta) – **Le 2 mai 2014** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou « la société ») a annoncé aujourd'hui un résultat comparable de 422 millions de dollars (0,60 \$ par action) pour le premier trimestre de 2014, comparativement à 370 millions de dollars (0,52 \$ par action) pour la même période en 2013, soit une augmentation de 15 % par action. Les fonds provenant de l'exploitation pour le premier trimestre de 2014 représentaient 1,102 milliard de dollars, soit une augmentation de 20 % par rapport à la même période en 2013, où ils se chiffraient à 916 millions de dollars. Enfin, le conseil d'administration de TransCanada a déclaré un dividende trimestriel de 0,48 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2014, ce qui correspond à un dividende annualisé de 1,92 \$ par action ordinaire.

« La progression marquée du bénéfice et des flux de trésorerie sont le fruit du rendement élevé de nos actifs existants, ainsi que des projets réalisés récemment, notamment le prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. L'hiver anormalement froid a occasionné une forte demande relativement à nos actifs pipeliniers et infrastructures énergétiques essentiels, ce qui vient souligner leur importance et leur utilité pour l'économie en Amérique du Nord. À l'avenir, nous continuerons de nous efforcer d'assurer l'exploitation fiable et sécuritaire de nos actifs et l'exécution minutieuse de nos prochains plans de croissance, qui devraient engendrer une valeur actionnariale importante. »

Nous sommes en train de réaliser des projets d'investissement garantis sur le plan commercial, d'une valeur de 36 milliards de dollars, grâce à des contrats à long terme ou à des modèles d'exploitation axés sur les coûts de service. Ce programme d'investissement sans précédent permettra de réaliser une expansion majeure de nos trois principaux secteurs d'activité. Tout au long de 2014, nous prévoyons mettre en service pour quelque 3,6 milliards de dollars d'actifs, notamment le prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe (récemment terminé), le prolongement du pipeline de Tamazunchale, la poursuite de l'expansion du réseau de NGTL et l'aménagement de quatre nouvelles installations d'énergie solaire en Ontario. Durant le reste de la décennie, si nous obtenons les approbations requises, notre portefeuille de projets d'infrastructures énergétiques sous contrat de premier ordre devrait nous assurer une croissance appréciable de notre bénéfice et de nos flux de trésorerie.

Points saillants

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

- Résultats financiers du premier trimestre
 - Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires de 412 millions de dollars (0,58 \$ par action)
 - Résultat comparable de 422 millions de dollars (0,60 \$ par action)
 - Résultat comparable de 1,4 milliard de dollars avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA »)
 - Fonds provenant de l'exploitation totalisant 1,1 milliard de dollars
- Dividende trimestriel de 0,48 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2014
- Mise en service du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, un projet de 2,6 milliards de dollars US, le 22 janvier 2014
- Signature de contrats à long terme en vue de la production de 2,0 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j ») par ANR Pipeline
- Dépôt d'une description de projet auprès de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») concernant le projet Énergie Est, un oléoduc d'une valeur de 12 milliards de dollars
- Présentation d'une demande de certificat d'évaluation environnementale et de demandes auprès de la British Columbia (« B.C. ») Oil and Gas Commission relativement au projet Coastal GasLink et au projet de transport de gaz de Prince Rupert

Le résultat comparable pour le premier trimestre de 2014 a été de 422 millions de dollars (0,60 \$ par action), comparativement à 370 millions de dollars (0,52 \$ par action) pour la même période en 2013. L'augmentation du bénéfice concernant le réseau de NGTL, Keystone, Bruce Power, les installations énergétiques aux États-Unis et le stockage de gaz naturel a contribué à l'amélioration des résultats.

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires pour le premier trimestre de 2014 s'est chiffré à 412 millions de dollars (0,58 \$ par action) comparativement à 446 millions de dollars (0,63 \$ par action) au premier trimestre de 2013. Les résultats du premier trimestre de 2013 incluaient un bénéfice net de 84 millions de dollars suite à la décision rendue par l'ONÉ en 2012 relativement au réseau principal au Canada. Ce montant a été exclu du résultat comparable.

Voici les faits marquants récents au sujet des pipelines de liquides, des gazoducs, de l'énergie et du siège social :

Pipelines de liquides :

- *Réseau d'oléoducs Keystone* : La construction du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe du Mexique, qui s'étend sur 780 km (485 milles) depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, est maintenant terminée et le transport du pétrole brut a débuté le 22 janvier 2014. Nous prévoyons une capacité pipelinère moyenne de 520 000 barils par jour au cours de la première année d'exploitation.
- *Keystone XL* : Le 31 janvier 2014, le Département d'État a publié l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental (« FSEIS ») du projet Keystone XL. Les résultats compris dans le rapport sont conformes à ceux des études environnementales précédentes relativement à cet oléoduc. Ainsi, selon le FSEIS, Keystone XL ne devrait guère avoir d'incidence sur le rythme d'extraction des sables bitumineux et toutes les autres solutions de rechange à l'aménagement de l'oléoduc Keystone XL pour le transport du pétrole se révèlent moins efficaces et entraîneraient la production d'une quantité plus élevée d'émissions de gaz à effet de serre, plus de déversements de pétrole et plus de risques pour la sécurité du grand public. Le rapport marquait le début de la période de consultation auprès d'autres organismes gouvernementaux et du public, qui devait durer jusqu'à 90 jours, dans le cadre d'une évaluation de l'intérêt national. La période de 30 jours prévue pour les commentaires du public est maintenant terminée. Le 18 avril 2014, le Département d'État annonçait la prolongation du processus d'évaluation de l'intérêt national pour une période indéterminée. Il a simplement annoncé que le processus d'octroi de permis prendrait fin une fois que les facteurs ayant une incidence marquée sur l'évaluation de l'intérêt national concernant le projet proposé auront été évalués.

En février 2014, un tribunal de district du Nebraska a statué que c'est la Public Service Commission et non le gouverneur Heineman qui a le pouvoir d'approuver un tracé de rechange, au Nebraska, pour l'oléoduc Keystone XL. Nous ne sommes pas d'accord avec cette décision et nous continuons d'analyser le jugement rendu pour décider des mesures à prendre. Le procureur général du Nebraska a interjeté appel devant la Cour suprême du Nebraska et cette dernière devrait entendre cet appel au cours du troisième trimestre de 2014.

En date du 31 mars 2014, nous avons investi 2,3 milliards de dollars US dans le projet Keystone XL.

- *Oléoduc Énergie Est* : Nous avons soumis la description du projet à l'ONÉ le 4 mars 2014. Il s'agit là de la première étape officielle du processus de réglementation pour obtenir les approbations nécessaires en vue de la construction et de l'exploitation du pipeline. Le coût estimatif de ce projet est de 12 milliards de dollars et ce montant n'inclut pas la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada.

Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons au Québec en 2018 et les livraisons au Nouveau-Brunswick devraient suivre plus tard en 2018. Nous poursuivons le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes, ainsi que les travaux sur le terrain dans le cadre de nos activités de conception et de planification préliminaires. Nous avons l'intention de déposer les demandes réglementaires nécessaires au milieu de 2014 afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le pipeline et les installations terminales.

- *Pipeline Heartland et terminaux de TC* : La demande concernant l'installation terminale a été approuvée par l'organisme de réglementation du secteur de l'énergie de l'Alberta en février 2014. Les projets proposés comprennent la construction d'un pipeline de pétrole brut de 200 km (125 milles) reliant la région du marché d'Edmonton/Heartland aux installations de Hardisty, en Alberta, et l'aménagement d'une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland, au nord d'Edmonton.

Gazoducs :

- *Réseau de NGTL* : L'ONÉ a approuvé des projets d'expansion d'une valeur approximative de 400 millions de dollars et ces projets étaient à différentes étapes d'élaboration ou de construction au 31 mars 2014. Nous avons également des propositions de projet d'une valeur approximative de 1,8 milliard de dollars qui n'ont pas encore été approuvées par l'ONÉ, principalement le projet North Montney, d'une valeur de 1,7 milliard de dollars.

Le 5 février 2014, nous avons reçu une ordonnance d'audition pour le projet North Montney. Cette audience débutera en août 2014. Le projet prévoit la construction d'environ 300 km (186 milles) de nouveaux pipelines dans le cadre du réseau de NGTL, pour la réception et le transport de gaz naturel dans la région de North Montney, en Colombie-Britannique.

- *Réseau principal au Canada* : Le 31 mars 2014, l'ONÉ a donné suite à la demande de règlement concernant une SDL, que nous avions présentée le 20 décembre 2013. L'ONÉ n'a pas approuvé cette demande mais il a indiqué que nous pouvions maintenir notre demande sous forme de contestation de droits, modifier notre demande ou la retirer. Nous avons décidé de présenter une demande modifiée renfermant des renseignements supplémentaires au cours du deuxième trimestre de 2014. Le 22 avril 2014, l'ONÉ a publié un avis indiquant qu'il tiendrait une audience publique au sujet de la demande modifiée et faisant état de la liste des enjeux. Une autre lettre de l'ONÉ indiquant le déroulement du processus d'audience et le calendrier connexe est attendue d'ici quelques semaines.
- *ANR Pipeline* : En mars 2014, nous annonçons l'obtention d'engagements fermes de l'ordre de 2,0 Gpi³/j environ pour le transport de gaz naturel par le biais du réseau principal d'ANR Pipeline dans le sud-est, à un rythme maximal, pour une durée moyenne de 23 ans. Nous commencerons par 1,25 Gpi³/j environ en 2014, y compris les engagements en matière de volume dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR, et le reste suivra à compter de 2015. Ces contrats permettront d'acheminer les approvisionnements gaziers sans cesse croissants des formations schisteuses d'Utica et de Marcellus aux points de livraison en direction nord et en direction sud, vers la côte américaine du golfe. Environ 100 millions de dollars US d'investissements seront nécessaires pour acheminer ces approvisionnements supplémentaires jusqu'aux marchés. Nous sommes également en train d'évaluer de plus près la demande de services qui pourrait donner lieu à des possibilités supplémentaires d'amélioration et d'expansion du réseau d'ANR Pipeline.
- *Prolongement de Tamazunchale* : Les travaux de construction de 600 millions de dollars US en vue du prolongement se poursuivent. La mise en service du projet est actuellement prévue pour la fin de juillet 2014.
- *Projet Coastal GasLink* : Nous avons présenté une demande d'évaluation environnementale auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique en janvier 2014 et la période prévue pour les commentaires du public est en cours. Le 24 mars 2014, nous avons également soumis à la B.C. Oil and Gas Commission un addendum à la demande d'évaluation environnementale tenant compte des récentes améliorations du tracé.
- *Projet de transport de gaz de Prince Rupert* : Nous avons franchi deux étapes clés en avril 2014. Ainsi, la demande d'évaluation environnementale a été présentée au Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique le 2 avril 2014 en vue d'un examen de l'intégralité et une demande a été soumise à la B.C. Oil and Gas Commission le 4 avril 2014.
- *Projet de GNL en Alaska* : Le 20 avril 2014, l'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi visant à assurer le retrait progressif de la loi dite *Alaska Gasline Inducement Act* et à permettre la conclusion d'une nouvelle entente commerciale entre TransCanada, les trois principaux producteurs du versant nord de l'Alaska et la Alaska Gasline Development Corp. Il a été convenu également qu'un projet d'exportation de GNL constitue actuellement une solution plus avantageuse qu'un gazoduc vers l'Alberta pour commercialiser les ressources gazières du versant nord de l'Alaska, compte tenu de la situation actuelle du marché. Selon les prévisions, il faudra deux années de travaux techniques préliminaires avant de prendre d'autres engagements quant à la mise en œuvre commerciale du projet.

Énergie :

- *Énergie solaire en Ontario* : Nous prévoyons conclure l'acquisition de quatre installations supplémentaires au cours du quatrième trimestre de 2014, alors que l'acquisition de la neuvième et dernière installation devrait être conclue au milieu de l'année 2015, sous réserve de l'achèvement satisfaisant des activités de construction connexes, de l'obtention des approbations réglementaires et des conditions de la convention d'achat relativement à chaque installation. Toute l'électricité produite par les installations de production d'énergie solaire est vendue selon les modalités des conventions d'achat d'électricité de 20 ans conclues avec l'Office de l'électricité de l'Ontario.
- *Cancarb* : En janvier 2014, nous avons conclu une entente en vue de la vente de Cancarb et de son entreprise connexe de production d'électricité, pour un produit de 190 millions de dollars, sous réserve des ajustements de clôture. La vente a été conclue le 15 avril 2014 et nous prévoyons réaliser un gain approximatif de 95 millions de dollars après les impôts au deuxième trimestre de 2014.
- *Stockage de gaz naturel* : Nous avons mis un terme à notre contrat à long terme de stockage du gaz naturel en Alberta (38 milliards de pieds cubes), avec Niska Gas Storage, le 30 avril 2014. Ce contrat renfermait une clause permettant la résiliation avant l'échéance. Compte tenu de cette résiliation, nous prévoyons constater des charges après les impôts de quelque 33 millions de dollars au deuxième trimestre de 2014. Nous avons signé un nouveau contrat de stockage du gaz naturel en Alberta, avec Niska Gas Storage. Ce contrat d'une durée de six ans entre en vigueur le 1^{er} mai 2014 et vise un volume moyen moins élevé.

Siège social :

- Notre conseil d'administration a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2014, un dividende trimestriel de 0,48 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Le montant trimestriel correspond à un dividende annualisé de 1,92 \$ par action ordinaire.
- En janvier 2014, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 9. Ces actions ont été émises au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars. Le taux de dividende initial est fixé à 1,0625 \$ par action, par année, jusqu'au 30 octobre 2019, et il est payable trimestriellement.

En février 2014, nous avons émis pour 1,25 milliard de dollars US de billets de premier rang arrivant à échéance le 1^{er} mars 2034 et portant intérêt au taux de 4,625 %.

Le produit net de ces émissions sera utilisé à des fins générales et permettra de réduire les dettes à court terme utilisées à des fins générales et pour le financement d'une partie de notre programme d'investissement.

- En mars 2014, nous avons racheté les quatre millions d'actions privilégiées en circulation de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL ») de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y, au prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende accumulé mais non versé de 0,2455 \$. La valeur nominale des actions de série Y en circulation était de 200 millions de dollars et comportait un dividende annualisé de 11 millions de dollars.

Téléconférence - présentation audio et diaporama

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le vendredi 2 mai 2014 pour discuter des résultats financiers du premier trimestre de 2014. 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'entreprendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à compter de 13 h (HAR)/15 h (HAE).

Les analystes, membres des médias et autres personnes intéressées sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800.565.0813 ou le 416.340.8527 (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 (HAE), le 9 mai 2014; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451, ainsi que le code d'accès 1890056.

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 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 est en train d'aménager l'un des plus importants réseaux de transport de pétrole en Amérique du Nord. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la bourse de Toronto et à la bourse de New York, sous le symbole TRP. Pour plus d'information, vous pouvez consulter le site Web : www.transcanada.com ou nous suivre sur Twitter @TransCanada ou <http://blog.transcanada.com>.

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective qui est assujettie 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 quant aux 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 à la présente information prospective, fournie à la date à laquelle elle est présentée dans le présent communiqué, et ne devrait pas utiliser les perspectives financières ou l'information à des fins autres que les fins prévues. 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 plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, voir le Rapport trimestriel de TransCanada aux actionnaires, daté du 1^{er} mai 2014, ainsi que le rapport annuel de 2013,

accessibles dans notre site web : www.transcanada.com ou classé sous le profil de TransCanada dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué renferme des renvois à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le BAIIA, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action, qui ne constituent pas des mesures financières définies dans les PCGR des États-Unis et qui pourraient par conséquent ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont appliquées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 1^{er} mai 2014.

- 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

Premier trimestre de 2014

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. Pour plus d'information, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR ».

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Bénéfice		
Produits	2 884	2 252
BAIIA comparable	1 396	1 168
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	412	446
par action ordinaire - de base et dilué	0,58 \$	0,63 \$
Résultat comparable	422	370
par action ordinaire	0,60 \$	0,52 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Fonds provenant de l'exploitation	1 102	916
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(123)	(210)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	979	706
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	778	929
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	89	32
Dividendes		
par action ordinaire	0,48 \$	0,46 \$
Actions ordinaires en circulation - de base (en millions)		
Moyenne de la période	708	706
Fin de la période	708	706

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Rapport de gestion

Le 1^{er} mai 2014

Le présent 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 clos le 31 mars 2014. Il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2014, qui ont été établis conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2013, qui ont été établis conformément aux 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 contenu dans notre rapport annuel de 2013.

Tous les renseignements sont en date du 1^{er} mai 2014 et tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- les perspectives commerciales;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en voie de construction et d'aménagement;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les 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 dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

Les énoncés prospectifs ne constituent pas une garantie de la performance future. Les résultats et événements réels pourraient varier considérablement par rapport aux prévisions en raison des hypothèses, des risques et des incertitudes auxquels la société est soumise ou des événements survenant après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et elles sont soumises aux risques et incertitudes ci-après.

Hypothèses

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- le moment des opérations de financement et de couverture;
- les décisions liées à la réglementation et leur incidence;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- les acquisitions et les désinvestissements.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- 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 action en justice, notamment l'arbitrage;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la 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 innovations 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 organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2013.

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 au sujet de TransCanada dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de 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, c'est pourquoi elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

BAIIA et BAll

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 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 inclut le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le BAll mesure le bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure plus précise de la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur puisqu'il est l'équivalent du bénéfice sectoriel. 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 précise pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée. Voir la rubrique intitulée «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 pour 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
BAll comparable	BAll
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge 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 de l'impôt sur les bénéfices;
- de gains ou de pertes à la vente d'actifs;
- de règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et de règlements dans le cadre de faillites;
- de l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- 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. Étant donné que ces montants ne reflètent pas fidèlement 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
BAIIA	1 385	1 219
Décision de l'ONÉ - 2012	—	(55)
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	11	4
BAIIA comparable	1 396	1 168
Amortissement comparable	(393)	(354)
BAII comparable	1 003	814
Autres postes de l'état des résultats		
Intérêts débiteurs comparables	(274)	(257)
Intérêts créditeurs et autres comparables	(6)	18
Charge d'impôts comparable	(224)	(159)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(54)	(31)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(15)
Résultat comparable	422	370
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Décision de l'ONÉ - 2012	—	84
Activités de gestion des risques ¹	(10)	(8)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	412	446
Amortissement comparable	(393)	(354)
Poste particulier :		
Décision de l'ONÉ - 2012	—	(13)
Amortissement	(393)	(367)
Intérêts débiteurs comparables	(274)	(257)
Poste particulier :		
Décision de l'ONÉ - 2012	—	(1)
Intérêts débiteurs	(274)	(258)
Intérêts créditeurs et autres comparables	(6)	18
Postes particuliers :		
Décision de l'ONÉ - 2012	—	1
Activités de gestion des risques ¹	(2)	(6)
Intérêts créditeurs et autres	(8)	13
Charge d'impôts comparable	(224)	(159)
Postes particuliers :		
Décision de l'ONÉ - 2012	—	42
Activités de gestion des risques ¹	3	2
Charge d'impôts	(221)	(115)
Résultat comparable par action ordinaire	0,60 \$	0,52 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Décision de l'ONÉ - 2012	—	0,12
Activités de gestion des risques ¹	(0,02)	(0,01)
Bénéfice net par action ordinaire	0,58 \$	0,63 \$

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

1 Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Installations énergétiques au Canada	—	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	(2)	1
Stockage de gaz naturel	(9)	(3)
Change	(2)	(6)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	3	2
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(10)	(8)

BAIIA et BAll comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 31 mars 2014 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides ¹	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	848	241	334	(38)	1 385
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	11	—	11
BAIIA comparable	848	241	345	(38)	1 396
Amortissement comparable	(262)	(49)	(77)	(5)	(393)
BAll comparable	586	192	268	(43)	1 003

trimestre clos le 31 mars 2013 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides ¹	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	801	179	273	(34)	1 219
Décision de l'ONÉ - 2012	(55)	—	—	—	(55)
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	4	—	4
BAIIA comparable	746	179	277	(34)	1 168
Amortissement comparable	(240)	(37)	(74)	(3)	(354)
BAll comparable	506	142	203	(37)	814

1 Antérieurement Oléoducs.

Résultats – Premier trimestre de 2014

Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires comprend le résultat comparable ainsi que certains postes de l'état des résultats exclus du résultat comparable. Le bénéfice net attribuable aux actions ordinaires s'est établi à 412 millions de dollars ce trimestre, alors qu'il s'était chiffré à 446 millions de dollars au premier trimestre de 2013. En 2013, le résultat du premier trimestre incluait un montant de 84 millions de dollars, déduction faite des impôts, découlant de la décision rendue par l'ONÉ en 2012 (RH-003-2011). Ce montant a été exclu du résultat comparable. Le bénéfice net comprend également les gains ou les pertes après les impôts non réalisés découlant des variations de la juste valeur de certaines activités de gestion des risques, qui sont exclues du résultat comparable. Pour le trimestre clos le 31 mars 2014, le résultat comparable ne tenait pas compte de pertes de 10 millions de dollars (13 millions de dollars avant les impôts), comparativement à des pertes de 8 millions de dollars (10 millions de dollars avant les impôts) pour la période correspondante de 2013 attribuables aux activités de gestion des risques.

Les commentaires au sujet des résultats par secteur d'exploitation mettront l'accent sur les autres aspects du bénéfice net en présentant une analyse du résultat comparable.

Le résultat comparable du trimestre représente 52 millions de dollars de plus qu'au premier trimestre de 2013, soit une augmentation de 0,08 \$ par action.

Cette situation est attribuable principalement :

- au bénéfice supplémentaire découlant du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, qui a été mis en service le 22 janvier 2014;
- à l'augmentation de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power en raison du résultat supplémentaire dégagé par Bruce B, compte tenu d'un nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de l'amélioration du résultat du réacteur 4 de Bruce A, à la suite à l'arrêt d'exploitation prévu pour les travaux de prolongation du cycle de vie, amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013;
- au relèvement du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison des prix de l'électricité réalisés supérieurs et de la capacité connexe accrue;
- à l'amélioration du résultat attribuable aux pipelines aux États-Unis et à l'échelle internationale, en raison des produits tirés du transport plus élevés dans le cas de Great Lakes et de l'apport supérieur de TC Pipelines, LP étant donné la température plus froide et la demande accrue;
- à la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration d'ANR et à la baisse des produits tirés du stockage;
- à l'augmentation des intérêts débiteurs en raison de l'émission de nouveaux titres d'emprunt.

Le raffermissement du dollar américain au cours du premier trimestre par rapport au premier trimestre de 2013 a eu une incidence positive sur les résultats de nos entreprises américaines, essentiellement annulée par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains, et par les pertes réalisées sur les opérations de couverture de change utilisées pour gérer notre exposition nette dans le cadre de notre programme de couverture.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes en train d'aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme. Depuis la mise en service du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, en janvier 2014, notre programme d'investissement garanti sur le plan commercial représente actuellement 36 milliards de dollars. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend pour 10 milliards de dollars de projets de petite et de moyenne envergure, et pour 26 milliards de dollars de grands projets. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change et des intérêts capitalisés.

au 31 mars 2014 (en milliards de dollars)	Année de mise en service	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
Projets de faible ou de moyenne envergure			
Prolongement de Tamazunchale	2014	0,6 US	0,5 US
Énergie solaire en Ontario	2014 - 2015	0,5	0,2
Latéral et terminal de Houston	2015	0,4 US	0,2 US
Heartland et terminaux de TC	2016	0,9	—
Terminal Hardisty de Keystone	2016	0,3	0,1
Topolobampo	2016	1,0 US	0,4 US
Mazatlan	2016	0,4 US	0,1 US
Grand Rapids ¹	2015-2017	1,5	0,1
Northern Courier	2017	0,8	0,1
Réseau de NGTL	2014-2018	2,2	0,3
Napanee	2017 ou 2018	1,0	—
		9,6	2,0
Grands projets²			
Keystone XL ³	Environ 2 ans après la réception du permis	5,4 US	2,3 US
Énergie Est ⁴	2018	12,0	0,2
Installation de transport de gaz de Prince Rupert	2018	5,0	0,2
Coastal GasLink	2018+	4,0	0,1
		26,4	2,8
		36,0	4,8

1 Correspond à notre participation de 50 %.

2 Sous réserve d'ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis et du calendrier des travaux.

3 Le coût estimatif du projet augmentera en fonction du moment de l'obtention du permis présidentiel.

4 Les données ne tiennent pas compte de la valeur de transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

Perspectives

La vente de Cancarb Limited et de sa centrale électrique, le 15 avril 2014, devrait donner lieu à un gain de quelque 95 millions de dollars après les impôts qui sera reflété dans le bénéfice du deuxième trimestre de 2014. De plus, nous avons mis fin, le 30 avril 2014, à un contrat à long terme pour le stockage du gaz naturel avec un tiers fournisseur de l'Alberta, et cette mesure devrait donner lieu à une charge de 33 millions de dollars environ après les impôts qui sera reflétée dans le bénéfice du deuxième trimestre de 2014.

Pour plus de renseignements au sujet de nos perspectives, voir le rapport de gestion inclus dans notre rapport annuel de 2013.

Gazoducs

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Le BAII comparable est l'équivalent du bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs, déduction faite d'un ajustement de 42 millions de dollars du BAII en 2013 relativement à l'incidence en 2012 de la décision de l'ONÉ (RH-003-2011). Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR ».

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Gazoducs au Canada		
Réseau principal au Canada	315	280
Réseau de NGTL	219	182
Foothills	27	29
Autres gazoducs au Canada (TQM ¹ , Ventures LP)	5	6
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	566	497
Amortissement comparable	(203)	(184)
BAII comparable des gazoducs au Canada	363	313
Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)		
ANR	78	90
TC PipeLines, LP ^{1,2}	26	17
Great Lakes ³	19	10
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison ⁴ , Iroquois ¹ , GTN ⁴ , Portland ⁵)	45	71
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	25	26
Échelle internationale et autres (Gas Pacifico/INNERGY ¹ , TransGas ¹)	(1)	(2)
Participations sans contrôle ⁶	73	43
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	265	255
Amortissement comparable	(54)	(55)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	211	200
Incidence du change	21	2
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	232	202
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(9)	(9)
BAII comparable du secteur des gazoducs	586	506
Sommaire		
BAIIA comparable du secteur des gazoducs	848	746
Amortissement comparable	(262)	(240)
BAII comparable du secteur des gazoducs	586	506

- 1 Les résultats de TQM, de Northern Border, d'Iroquois, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs.
- 2 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 45 % de GTN et de Bison à TC PipeLines, LP. Les données ci-après indiquent notre participation dans TC PipeLines, LP et, par ricochet, notre participation effective dans GTN, Bison et Great Lakes, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation au		
	1 ^{er} juillet 2013	22 mai 2013	1 ^{er} janvier 2013
TC PipeLines, LP	28,9	28,9	33,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :			
GTN/Bison	20,2	7,2	8,3
Great Lakes	13,4	13,4	15,5

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

- 4 Ces données représentent notre participation directe de 30 % à compter du 1^{er} juillet 2013. Avant le 1^{er} juillet 2013, notre participation directe était de 75 %.
- 5 Ces données représentent notre participation directe de 61,7 %.
- 6 Le 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 31 mars	
	2014	2013
Réseau principal au Canada - bénéfice net	66	151
Réseau principal au Canada - résultat comparable	66	67
Réseau de NGTL	63	56
Foothills	4	4

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

trimestres clos les 31 mars (non audité)	Réseau principal au Canada ¹		Réseau de NGTL ²		ANR ³	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Base tarifaire moyenne (en millions de dollars)	5 706	5 870	6 137	5 824	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)						
Total	528	426	1 131	994	525	465
Moyenne quotidienne	5,9	4,7	12,6	11,0	5,8	5,2

- 1 Les volumes de livraison du réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le trimestre clos le 31 mars 2014, les réceptions physiques en provenance de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 357 Gpi³ (231 Gpi³ en 2013), pour une moyenne quotidienne de 4,0 Gpi³ (2,6 Gpi³ en 2013).
- 2 Les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL se sont chiffrés à 933 Gpi³ pour le trimestre clos le 31 mars 2014 (916 Gpi³ en 2013), pour une moyenne quotidienne de 10,4 Gpi³ (10,2 Gpi³ en 2013).
- 3 Selon ses tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les fluctuations de la base tarifaire moyenne 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 taux de rendement du capital-actions ordinaire (« 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 BAIIA et le BAII comparable, mais non 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 reflète un RCA de 11,50 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et il a diminué de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013, en raison d'une base tarifaire moyenne moins élevée. Le bénéfice net pour le trimestre clos le 31 mars 2014 représente 85 millions de dollars de moins que pour la période correspondante en 2013 parce que le bénéfice net de 2013 incluait un montant de 84 millions de dollars découlant de la décision rendue par l'ONÉ en 2012 (RH-003-2011), et qui a été retranché du résultat comparable.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013, principalement en raison de la base tarifaire moyenne plus élevée et de l'augmentation du RCA. Le règlement concernant le réseau de NGTL pour 2013-2014, approuvé par l'ONÉ en novembre 2013, prévoyait un taux de rendement de 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %. Les résultats pour le trimestre clos le 31 mars 2013 affichaient le RCA antérieurement approuvé de 9,70 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %.

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 bénéfice de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats d'ANR dépendent également de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de sa capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale a augmenté de 10 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette situation découle directement :

- de l'augmentation des produits tirés du transport de Great Lakes et de la contribution de TC Pipelines, LP en raison de la température plus froide et de la demande accrue;
- de la hausse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration d'ANR, ainsi que des produits tirés du stockage moins élevés.
- du raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a augmenté de 22 millions de dollars au cours du trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013, principalement en raison d'une hausse de la base tarifaire et des taux d'amortissement relativement au réseau de NGTL.

Pipelines de liquides¹

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Le BAII comparable est l'équivalent du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR ».

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Réseau d'oléoducs Keystone	248	186
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	(7)	(7)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	241	179
Amortissement comparable	(49)	(37)
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	192	142
BAII comparable libellé comme suit :		
Dollars CA	49	47
Dollars US	129	94
Incidence du change	14	1
	192	142

1 Antérieurement Oléoducs.

Le BAIIA comparable dans le cas de notre réseau d'oléoducs Keystone provient principalement de la capacité offerte aux expéditeurs en échange de paiements mensuels fixes n'ayant aucun lien avec les volumes de débit. La capacité non visée par des contrats est proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un résultat supplémentaire.

Le BAIIA comparable dans le cas du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de 62 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement :

- à l'augmentation du bénéfice découlant du prolongement de l'oléoduc sur la côte du golfe, mis en service le 22 janvier 2014;
- au raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a progressé de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013, et cette progression est attribuable au prolongement sur la côte du golfe.

Énergie

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Le BAII comparable est l'équivalent du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie, déduction faite d'un ajustement de 11 millions de dollars (4 millions de dollars en 2013) au titre de pertes non réalisées sur les activités de gestion des risques. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR ».

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Installations énergétiques au Canada		
Installations énergétiques de l'Ouest	72	74
Installations énergétiques de l'Est ¹	93	90
Bruce Power	64	31
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada²	229	195
Amortissement comparable	(44)	(43)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada²	185	152
Installations énergétiques aux États Unis (en dollars US)		
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	86	67
Amortissement comparable	(27)	(28)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	59	39
Incidence du change	5	1
BAII comparable des installations énergétiques aux États Unis (en dollars CA)	64	40
Stockage de gaz naturel et autres		
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	27	18
Amortissement comparable	(3)	(3)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	24	15
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion	(5)	(4)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	268	203
Sommaire		
BAIIA comparable du secteur de l'énergie²	345	277
Amortissement comparable	(77)	(74)
BAII comparable du secteur de l'énergie²	268	203

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 2013.

2 Ces données incluent la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership, de Portlands Energy et de Bruce Power.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 68 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013. Cette hausse est le résultat :

- de l'augmentation de la quote-part du bénéfice dans Bruce Power en raison du résultat supérieur de Bruce B, qui reflète un nombre moins élevé de jours d'arrêts d'exploitation prévus, et de l'augmentation du résultat du réacteur 4 de Bruce A à la suite de l'arrêt d'exploitation prévu pour la prolongation du cycle de vie, du troisième trimestre de 2012 jusqu'en avril 2013;
- du relèvement des résultats des installations énergétiques aux États-Unis, principalement en raison de la hausse des prix de l'électricité et de capacité réalisés;
- de l'augmentation du bénéfice tiré du stockage de gaz naturel principalement attribuable à hausse des produits tirés de la vente de gaz naturel exclusif, partiellement annulée par une diminution des produits tirés du stockage auprès de tiers.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA**Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est¹**

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR ».

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Produits		
Installations énergétiques de l'Ouest	181	142
Installations énergétiques de l'Est ¹	142	109
Autres ²	51	31
	374	282
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	20	22
Achats de produits de base revendus	(101)	(67)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(128)	(73)
BAIIA comparable	165	164
Amortissement comparable	(44)	(43)
BAII comparable	121	121

Ventilation du BAIIA comparable

Installations énergétiques de l'Ouest	72	74
Installations énergétiques de l'Est	93	90
BAIIA comparable	165	164

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Volumes de ventes et capacité disponible

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

(non audité)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Volumes des ventes (en GWh)		
Offre		
Électricité produite		
Installations énergétiques de l'Ouest	609	670
Installations énergétiques de l'Est ¹	1 277	1 346
Achats		
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ²	2 800	1 707
Autres achats	5	—
	4 691	3 723
Ventes		
Électricité vendue à contrat		
Installations énergétiques de l'Ouest	2 461	1 707
Installations énergétiques de l'Est ¹	1 277	1 346
Électricité vendue au comptant		
Installations énergétiques de l'Ouest	953	670
	4 691	3 723
Capacité disponible des centrales³		
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	96 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est ^{1,5}	98 %	96 %

1 Ces données tiennent compte de l'acquisition de quatre installations de production d'énergie solaire en Ontario, entre juin et décembre 2013.

2 Le groupe électrogène 1 de Sundance A a été remis en service en septembre 2013, alors que le réacteur 2 a été remis en service en octobre 2013.

3 La capacité disponible représente le pourcentage de 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 La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible étant donné que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a diminué de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013. Cette situation est le résultat net :

- du recul des prix réalisés pour l'électricité;
- de l'augmentation du résultat attribuable à la remise en service des groupes électrogènes 1 et 2 assujettis à la CAE de Sundance A, en septembre 2013 et en octobre 2013 respectivement, ce qui a également entraîné une augmentation du volume d'achats et de ventes.

Les prix moyens sur le marché au comptant de l'électricité en Alberta ont été ramenés à 62 \$/MWh pour le trimestre clos le 31 mars 2014, soit une diminution de 3 % par rapport à la période correspondante en 2013. Les prix réalisés pour l'électricité relativement à la vente d'électricité peuvent être supérieurs ou inférieurs aux prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant à un moment précis, en raison des activités liées à la conclusion de contrats.

Au total, 72 % des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été effectuées en vertu de contrats aux premiers trimestres de 2014 et de 2013.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a progressé de 3 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013, principalement en raison des résultats supplémentaires attribuables aux installations de production d'énergie solaire acquises en Ontario en 2013.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

BRUCE POWER

Quote-part nous revenant

(non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹		
Bruce A	49	36
Bruce B	15	(5)
	64	31
Comprend ce qui suit :		
Produits	300	287
Charges d'exploitation	(157)	(173)
Amortissement et autres	(79)	(83)
	64	31
Bruce Power – Données complémentaires		
Capacité disponible des centrales ²		
Bruce A	80 %	66 %
Bruce B	85 %	78 %
Capacité cumulée de Bruce Power	83 %	72 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus		
Bruce A	—	90
Bruce B	49	70
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus		
Bruce A	60	8
Bruce B	—	9
Volumes des ventes (en GWh) ¹		
Bruce A	2 527	2 097
Bruce B	1 924	1 735
	4 451	3 832
Prix de vente réalisés par MWh ³		
Bruce A	71 \$	68 \$
Bruce B	56 \$	53 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	63 \$	59 \$

- 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 représente le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- 3 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh dans le cas de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements contractuels.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2014, la quote-part du bénéfice dans Bruce A a augmenté de 13 millions de dollars par rapport à la période correspondante en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à l'augmentation du résultat tiré du réacteur 4 en raison de l'arrêt d'exploitation prévu pour les travaux de prolongation du cycle de vie, amorcés au troisième trimestre de 2012 et terminés en avril 2013. Cette augmentation a été annulée en partie par :

- une baisse des volumes dans le cas des réacteurs 1 et 2, en raison de l'augmentation du nombre de jours d'arrêt d'exploitation imprévus;
- les répercussions d'un règlement d'assurance d'environ 40 millions de dollars constaté au premier trimestre de 2013.

La quote-part du bénéfice dans Bruce B a augmenté de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à une augmentation des volumes et à une diminution des charges d'exploitation résultant de la diminution des jours d'arrêt d'exploitation prévus et imprévus.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Aux termes d'un contrat conclu avec l'OEO, toute la production des réacteurs 1 à 4 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 du combustible de Bruce A sont récupérés auprès de l'OEO.

Prix fixe de Bruce A	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	68,23 \$

Aux termes du même contrat, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce B est assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$
Du 1 ^{er} avril 2012 au 31 mars 2013	51,62 \$

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. Au premier trimestre de 2014, le prix moyen sur le marché au comptant était supérieur au prix plancher, mais on s'attend à ce que les prix sur le marché au comptant soient inférieurs au prix plancher pour le reste de 2014. Les montants supérieurs au prix plancher reçus au premier trimestre de 2014 ne devraient donc pas être réalisés en vertu du mécanisme de prix plancher de Bruce B, c'est pourquoi ils ne sont pas inclus dans la quote-part du bénéfice.

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 sur le marché au comptant.

On s'attend à ce que la capacité disponible globale des centrales en 2014 se situe autour de 85 % dans le cas de Bruce A et entre 85 % et 89 % dans le cas de Bruce B. Les travaux d'entretien prévus surviendront au deuxième trimestre de 2014 dans le cas de Bruce A. Les travaux d'entretien prévus dans le cas d'un des réacteurs de Bruce B devraient avoir lieu au quatrième trimestre de 2014.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour plus de renseignements, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR. »

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Produits		
Installations énergétiques ¹	745	462
Capacité	70	47
	815	509
Achats de produits de base revendus	(549)	(306)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(180)	(136)
BAIIA comparable	86	67
Amortissement comparable	(27)	(28)
BAII comparable	59	39

- 1 Les gains et pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés 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 incluent le coût du combustible utilisé pour la production.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Volume des ventes et capacité disponible

(non audité)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Volumes des ventes physiques (en GWh)		
Offre		
Électricité produite	1 238	1 051
Achats	2 829	2 479
	4 067	3 530
Capacité disponible des centrales¹	85 %	79 %

1 Le pourcentage de 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 a progressé de 19 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2014 par rapport à la même période en 2013, un effet net :

- de l'appréciation des prix de capacité réalisés de New York;
- de la hausse des prix de l'électricité réalisés en Nouvelle-Angleterre;
- de la majoration des prix de l'électricité réalisés et de la production accrue de New York, contrebalancée en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation du fait de la progression des coûts du combustible;
- de la hausse des prix et des coûts connexes relativement aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- du raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont affiché une hausse marquée pour le trimestre clos le 31 mars 2014 par rapport à la même période en 2013. Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant ont augmenté de 75 % dans la zone de chargement de l'ouest et du centre du Massachusetts, en Nouvelle-Angleterre, pour atteindre 143 \$ le MWh, et de 78 % dans la ville de New York, pour atteindre une moyenne de 126 \$ le MWh. Les températures plus froides durant l'hiver par rapport à la même période en 2013, ainsi que les contraintes en matière de transport du gaz, ont donné lieu à des prix plus élevés dans le cas du gaz naturel sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre, principalement alimentés au gaz naturel, et sur les marchés de l'électricité de New York, pour le trimestre clos le 31 mars 2014.

Les prix de capacité sur le marché au comptant dans la ville de New York ont affiché une hausse de 102 % au premier trimestre de 2014 par rapport à la même période en 2013. Cette augmentation, ainsi que les incidences des opérations de couverture, ont donné lieu à des prix de capacité réalisés plus élevés à New York.

Les volumes physiques vendus pour le trimestre clos le 31 mars 2014 ont été plus élevés que pour la période correspondante de 2013, en raison des volumes supérieurs vendus à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel dans le secteur de PJM, ainsi que de la production accrue à notre installation de Ravenswood, dans la région de New York.

Au 31 mars 2014, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 5 300 GWh d'électricité, ou 63 % de leur production prévue, pour le reste de 2014, et pour quelque 3 200 GWh, ou 38 % de leur production prévue pour 2015. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs qui en découlent. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable a augmenté de 9 millions de dollars au cours du trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013, principalement en raison de la hausse des produits tirés de la vente de gaz naturel exclusif découlant des écarts supérieurs réalisés pour le gaz naturel stocké, mais elle a été partiellement annulée par une diminution des produits tirés du stockage auprès de tiers. La nature saisonnière des activités de stockage de gaz naturel donne généralement lieu à des produits supérieurs en hiver.

Faits nouveaux

GAZODUCS

Pipelines au Canada

Réseau de NGTL

L'ONÉ a approuvé des travaux d'expansion de 400 millions de dollars dans le cas des installations de NGTL et ces travaux étaient à différentes étapes d'aménagement ou de construction en date du 31 mars 2014. De plus, nous avons des projets d'une valeur approximative de 1,8 milliard de dollars pour lesquels une demande a été présentée mais qui n'ont pas encore été approuvés par l'ONÉ, principalement le projet North Montney, d'une valeur de 1,7 milliard de dollars.

Le 5 février 2014, nous avons obtenu une ordonnance d'audience concernant le projet North Montney, qui vise le prolongement et l'expansion du réseau de NGTL, afin de permettre la réception et le transport de gaz naturel à partir de la région du nord de Montney, en Colombie-Britannique. L'audience débutera le 19 août 2014 et elle se poursuivra le 8 septembre 2014. Le projet proposé donnera lieu à l'aménagement d'un pipeline s'étendant sur 300 km (186 milles) environ.

Le 5 mars 2014, nous avons reçu une ordonnance de sécurité de la part de l'ONÉ à la suite des récents rejets provenant des pipelines du réseau de NGTL. Conformément à cette ordonnance, nous devons réduire la pression d'exploitation maximale sur 3 % des tronçons du réseau de NGTL. Le 28 mars 2014, nous avons présenté une demande de révision et de modification de l'ordonnance, de façon à minimiser les perturbations qui pourraient affecter l'approvisionnement en gaz tout en maintenant un niveau élevé de sécurité. L'ONÉ a acquiescé à notre demande de révision et de modification le 14 avril 2014, avec certaines conditions. Nous accélérons certains éléments de notre programme de gestion de l'intégrité en fonction de l'ordonnance révisée et modifiée de l'ONÉ.

Réseau principal au Canada

Règlement concernant une SDL

Le 31 mars 2014, l'ONÉ a donné suite à la demande de règlement concernant une société de distribution locale (« SDL »), que nous avons déposée le 20 décembre 2013. L'ONÉ n'a pas approuvé cette demande, mais il a indiqué que nous pouvions maintenir notre demande sous forme de contestation de droits, modifier notre demande ou la retirer. Nous avons décidé de présenter une demande modifiée renfermant des renseignements supplémentaires au cours du deuxième trimestre de 2014. Le 22 avril 2014, l'ONÉ a publié un avis indiquant qu'il tiendrait une audience publique au sujet de la demande modifiée et faisant état de la liste des questions. Une autre lettre de l'ONÉ indiquant le déroulement du processus d'audience et le calendrier connexe est attendue d'ici quelques semaines.

Pipelines aux États-Unis

Pipeline d'ANR

Nous avons obtenu des engagements fermes d'une durée moyenne de 23 ans pour le transport, au débit maximal, de près de 2,0 Gpi³/j de gaz naturel sur l'axe principal du sud-est du pipeline d'ANR. De nouveaux contrats pour environ 1,25 Gpi³/j entreront en vigueur vers la fin de 2014, y compris des engagements en matière de volume dans le cadre du projet d'inversion du latéral Lebanon d'ANR, et le reste suivra en 2015. Ces contrats permettront d'acheminer les approvisionnements gaziers croissants des zones schisteuses d'Utica et de Marcellus aux points de livraison en direction nord et en direction sud, vers la côte du golfe. Des investissements d'environ 100 millions de dollars US seront nécessaires pour acheminer ces approvisionnements supplémentaires jusqu'aux marchés. Nous sommes également en train d'évaluer de plus près la demande de service qui pourrait donner lieu à d'autres possibilités d'amélioration et d'expansion du réseau pipelinier d'ANR.

Pipelines au Mexique

Projet de prolongement du gazoduc de Tamazunchale

Les travaux de construction se poursuivent dans le cadre de ce projet de prolongement de 600 millions de dollars US. À l'heure actuelle, la mise en service du prolongement est prévue pour la fin de juillet 2014.

Projets de gazoducs de transport de GNL

Coastal GasLink

En janvier 2014, nous avons présenté une demande d'évaluation environnementale auprès du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. La période de consultation publique de 180 jours a débuté en mars 2014 et elle prévoit une période de 45 jours pour les commentaires du public. De plus, nous avons présenté une demande à la B.C. Oil and Gas Commission en mars 2014, avec un addendum à la demande d'évaluation environnementale tenant compte des récentes améliorations du tracé.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Le projet a franchi deux étapes clés en avril 2014. Ainsi, une demande d'évaluation environnementale a été présentée au Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique en vue d'un examen de l'intégralité, et une demande a été présentée à la B.C. Oil and Gas Commission.

Alaska

En avril 2014, l'État de l'Alaska a adopté une nouvelle loi visant à assurer le retrait progressif de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* et à permettre la conclusion d'une nouvelle entente commerciale entre TransCanada, les trois principaux producteurs du versant nord de l'Alaska et l'Alaska Gasline Development Corp. Il a été convenu également qu'un projet d'exportation de GNL constitue actuellement une solution plus avantageuse qu'un gazoduc vers l'Alberta pour commercialiser les ressources gazières du versant nord de l'Alaska, compte tenu de la situation actuelle du marché. Selon les prévisions, il faudra deux années de travaux techniques préliminaires avant de prendre d'autres décisions relativement à la mise en œuvre commerciale du projet.

PIPELINES DE LIQUIDES

Réseau d'oléoducs Keystone

La construction du prolongement sur la côte du golfe du réseau d'oléoducs Keystone, d'un diamètre de 36 pouces et s'étendant sur 780 km (485 milles) depuis Cushing, en Oklahoma, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique est maintenant terminée. Le transport du pétrole brut a commencé le 22 janvier 2014. Nous prévoyons une capacité pipelinère moyenne de 520 000 b/j pendant la première année d'exploitation.

Keystone XL

Le 31 janvier 2014, le Département d'État a publié l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental (« FSEIS ») pour le projet Keystone XL. Les résultats compris dans le rapport sont conformes à ceux des études environnementales précédentes à ce titre. Ainsi, selon le FSEIS, Keystone XL ne devrait guère avoir d'incidence sur le rythme d'extraction des sables bitumineux et toutes les autres solutions de rechange à l'aménagement de Keystone XL pour le transport de pétrole brut se révèlent moins efficaces et entraîneraient la production d'une quantité plus élevée d'émissions de gaz à effet de serre, plus de déversements de pétroles et de plus grands risques pour la sécurité du public. Le rapport marquait le début de la période de consultation auprès d'autres organismes gouvernementaux et du grand public d'une durée possible de 90 jours dans le cadre d'une évaluation de l'intérêt national. La période de 30 jours prévue pour les commentaires du public est maintenant terminée. Le 18 avril 2014, le Département d'État annonçait la prolongation du processus d'évaluation de l'intérêt national pour une période indéterminée. Il a simplement annoncé que le processus d'octroi de permis prendrait fin une fois que les facteurs ayant une incidence marquée sur la détermination de l'intérêt national concernant le projet proposé auront été évalués.

En février 2014, un tribunal de district du Nebraska a statué que c'est la Public Service Commission et non le gouverneur Dave Heineman qui a le pouvoir d'approuver un tracé de rechange, au Nebraska, pour le projet Keystone XL. Nous ne sommes pas d'accord avec cette décision et nous continuons d'analyser le jugement rendu pour décider des mesures à prendre. Le procureur général du Nebraska a interjeté appel devant la Cour suprême du Nebraska et celle-ci devrait entendre cet appel au cours du troisième trimestre de 2014. Au 31 mars 2014, nous avons investi 2,3 milliards de dollars US dans le projet Keystone XL.

Oléoduc Énergie Est

Nous avons soumis la description du projet à l'ONÉ le 4 mars 2014. Il s'agit là de la première étape officielle du processus de réglementation pour obtenir les approbations nécessaires en vue de la construction et de l'exploitation du pipeline. Le coût estimatif de ce projet est de 12 milliards de dollars et ce montant n'inclut pas la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada.

Sous réserve des approbations au titre de la réglementation, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons au Québec en 2018 et les livraisons au Nouveau-Brunswick devraient suivre plus tard en 2018. Nous poursuivons le processus d'engagement des Autochtones et des parties prenantes, ainsi que les travaux sur le terrain dans le cadre de nos activités de conception et de planification préliminaires. Nous avons l'intention de déposer les demandes réglementaires nécessaires au milieu de 2014 afin d'obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter le pipeline et les installations terminales.

Oléoduc Heartland et terminaux de TC

Les projets proposés comprennent un oléoduc de 200 km (125 milles) reliant la région du marché d'Edmonton-Heartland aux installations de Hardisty, en Alberta, et une installation terminale dans le secteur industriel de Heartland, au nord d'Edmonton. La demande concernant l'installation terminale a été approuvée par l'organisme de réglementation du secteur de l'énergie de l'Alberta en février 2014.

ÉNERGIE

Énergie solaire en Ontario

Nous prévoyons conclure l'acquisition de quatre installations d'énergie solaire au cours du quatrième trimestre de 2014. L'acquisition de la neuvième et dernière installation devrait être conclue au milieu de 2015, sous réserve de l'achèvement satisfaisant des activités de construction connexes, de l'obtention des approbations au titre de la réglementation et des conditions de la convention d'achat relativement à chaque installation. Toute l'électricité produite par les installations de production d'énergie solaire est ou sera vendue selon les modalités des CAE de 20 ans conclues avec l'OEO.

Cancarb Limited et installation de chaleur résiduelle de Cancarb

Nous annonçons, le 20 janvier 2014, la conclusion d'une entente en vue de la vente de Cancarb Limited, notre entreprise de noir de carbone thermique, et de son installation connexe de production d'électricité. La vente a été conclue le 15 avril 2014, en contrepartie de 190 millions de dollars, mais l'opération est assujettie à des ajustements de clôture. Nous prévoyons réaliser sur la vente un gain approximatif de 95 millions de dollars après les impôts au deuxième trimestre de 2014.

Stockage de gaz naturel

Nous avons mis un terme à notre contrat à long terme de stockage de gaz naturel en Alberta de 38 Gpi³ avec Niska Gas Storage le 30 avril 2014. Ce contrat renfermait une clause permettant la résiliation avant l'échéance. Compte tenu de cette résiliation, nous prévoyons constater des charges de quelque 33 millions de dollars après les impôts au deuxième trimestre de 2014. Nous avons signé un nouveau contrat de stockage du gaz naturel en Alberta, avec Niska Gas Storage. Ce contrat d'une durée de six ans entre en vigueur le 1^{er} mai 2014 et vise un volume moyen moins élevé.

Autres postes de l'état des résultats

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Intérêts débiteurs comparables	274	257
Intérêts créditeurs et autres comparables	6	(18)
Charge d'impôts comparable	224	159
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	54	31
Dividendes sur les actions privilégiées	23	15

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)		
Libellés en dollars CA	114	122
Libellés en dollars US (en dollars US)	207	188
Incidence du change	22	1
	343	311
Intérêts divers et amortissement	10	1
Intérêts capitalisés	(79)	(55)
Intérêts débiteurs comparables	274	257

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 17 millions de dollars au cours du trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013, et cette situation découle directement :

- de l'augmentation des intérêts débiteurs en raison de l'émission des titres d'emprunt suivants :
 - 1,25 milliard de dollars US en février 2014
 - 1,25 milliard de dollars US en octobre 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013
 - 750 millions de dollars en juillet 2013
 - 750 millions de dollars US en janvier 2013
 - 500 millions de dollars US en juillet 2013 (TC Pipelines Inc.)
- de l'augmentation des intérêts capitalisés, principalement pour le projet Keystone XL, les projets au Mexique et d'autres projets de transport de liquides et de GNL, qui a été annulée en partie par le prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, mis en service au premier trimestre de 2014
- du taux de change plus élevé sur les intérêts débiteurs concernant une dette libellée en dollars US, facteur partiellement contrebalancé par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US.

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont diminué de 24 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014, comparativement à la même période en 2013, en raison de l'accroissement des pertes réalisées en 2014 par rapport à 2013 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur notre bénéfice libellé en dollars US.

La charge d'impôts comparable a augmenté de 65 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013. Cette augmentation est attribuable principalement à l'augmentation du résultat avant les impôts en 2014 par rapport à 2013, ainsi qu'aux variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et à l'augmentation des impôts transférés en 2014 relativement aux pipelines réglementés au Canada.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 23 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à la même période en 2013, principalement en raison de la vente à TC PipeLines, LP, d'une participation de 45 % dans GTN LLC et dans Bison en juillet 2013.

Les dividendes sur les actions privilégiées ont augmenté de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014, comparativement à la même période en 2013, à la suite d'une émission d'actions privilégiées de série 7 en mars 2013 et d'actions privilégiées de série 9 en janvier 2014.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases d'un 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 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.

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

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 102	916
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(123)	(210)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	979	706

1 Pour plus de précisions au sujet des fonds provenant de l'exploitation, voir la rubrique intitulée « Mesures non conformes aux PCGR ».

Les rentrées nettes liées à l'exploitation ont été de 979 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comparativement à 706 millions de dollars pour la même période en 2013, principalement en raison de l'augmentation du résultat pour chacun de nos secteurs d'exploitation et du taux de distribution plus élevé sur nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Au 31 mars 2014, notre actif à court terme totalisait 3,5 milliards de dollars, alors que notre passif à court terme se chiffrait à 5,1 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à un manque de 1,6 milliard de dollars au fonds de roulement d'exploitation comparativement à 2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2013. Cette insuffisance du fonds de roulement est considérée normale dans le cours de l'exploitation et elle est gérée en fonction de notre capacité de générer des flux de trésorerie liés à l'exploitation 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 31 mars	
	2014	2013
Dépenses en immobilisations	778	929
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	89	32

Nos dépenses en immobilisations au cours du premier trimestre se rapportaient principalement au prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe, à l'expansion du réseau de NGTL et à la construction de pipelines au Mexique.

Les flux de trésorerie affectés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté au cours du trimestre, en raison de la construction du pipeline de Grand Rapids.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 364	734
Remboursements sur la dette à long terme	(777)	(14)
Billets à payer remboursés, montant net	(747)	(829)
Dividendes et distributions versés	(390)	(350)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	10	32
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	440	586
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(200)	—

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Montant (non audité - en millions de dollars)	Type	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Date d'émission
1 250 dollars US	Billets de premier rang non garantis	1 ^{er} mars 2034	4,625%	Février 2014

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Montant (non audité - en millions de dollars)	Type	Date de remboursement	Taux d'intérêt
450 \$	Billets à moyen terme	Janvier 2014	5,65 %
300 \$	Billets à moyen terme	Février 2014	5,05 %

ÉMISSION ET RACHAT D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En janvier 2014, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 9 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars. Les investisseurs auront droit à des dividendes cumulatifs fixes de 1,0625 \$ par action par année, payables trimestriellement. Les actions privilégiées de série 9 sont rachetables par TransCanada le ou après le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite, au prix de 25 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés. Les investisseurs auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 10 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annualisé égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,35 %.

En mars 2014, nous avons racheté les quatre millions d'actions privilégiées de série Y de TCPL à un prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende couru mais impayé de 0,2455 \$. La valeur nominale totale des actions de série Y en circulation était de 200 millions de dollars et comportait un dividende annualisé global de 11 millions de dollars.

Le produit net des émissions susmentionnées de titres d'emprunt et de titres de participation a servi à des fins générales et a permis de réduire la dette à court terme de la société.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

DIVIDENDESLe 1^{er} mai 2014, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :**Dividende trimestriel sur les actions ordinaires**

0,48 \$ par action ordinaire

Payable le 30 juillet 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2014

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées**Série 1** 0,2875 \$**Série 3** 0,25 \$

Payable le 30 juin 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 2 juin 2014

Série 5 0,275 \$**Série 7** 0,25 \$**Série 9** 0,266 \$

Payable le 30 juillet 2014 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2014

RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS**28 avril 2014**

Actions ordinaires	Emises et en circulation	
	708 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
Série 9	18 millions	18 millions d'actions privilégiées de série 10
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	9 millions	5 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 31 mars 2014, nous disposons de facilités de crédit non garanties de 6 milliards de dollars, notamment les suivantes.

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Objet	Échéance
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada	Décembre 2018
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA.	Novembre 2014
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »)	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL aux États-Unis	Novembre 2014
1,1 milliard de dollars	0,3 milliard de dollars	TCPL, TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 mars 2014, nous avons prélevé 0,7 milliard de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes	A vue

Pour plus de renseignements sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques, voir la rubrique intitulée « Risques et instruments financiers ».

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements en capital ont diminué de 522 millions de dollars depuis le 31 décembre 2013, principalement en raison de l'achèvement ou de l'avancement des projets d'investissement. Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au premier trimestre de 2014 ou aux 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 2013 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Puisque 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 de gérer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale. Ces stratégies, politiques et limites visent à faire en sorte que les risques assumés par la société et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel 2013 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2013.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions de nos besoins en liquidités pour une période 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 en ce qui a trait :

- aux débiteurs;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- aux billets 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 31 mars 2014, 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 220 millions de dollars au 31 mars 2014 (240 millions de dollars au 31 décembre 2013) 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 ET DE TAUX D'INTÉRÊT

Étant donné 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 libellées en dollars US, le risque lié aux fluctuations de cette devise auquel nous sommes exposés s'accroît. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs des titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Notre dette est assortie d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que nous sommes assujettis à un risque lié au taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer ce risque, nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

Taux de change moyen – Conversion de dollars américains en dollars canadiens

Premier trimestre de 2014	1,11
Premier trimestre de 2013	1,01

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, comme en fait foi le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	211	200
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	129	94
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	59	39
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme libellée en dollars US	(207)	(188)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations en dollars US	52	44
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(79)	(48)
	165	141

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, 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 et la valeur nominale des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	31 mars 2014		31 décembre 2013	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US				
(échéant de 2014 à 2019) ²	(326)	3 550 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2014)	(17)	1 000 US	(11)	850 US
	(343)	4 550 US	(212)	4 650 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre clos le 31 mars 2014 comprend des gains réalisés nets de 6 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2013) 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 millions de dollars)	31 mars 2014	31 décembre 2013
Valeur comptable	16 200 (14 600 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	18 500 (16 700 US)	16 000 (15 000 US)

Le classement au bilan de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir l'investissement net de la société dans des établissements étrangers s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	31 mars 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	5	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	—
Créditeurs et autres	(93)	(50)
Autres passifs à long terme	(256)	(167)
	(343)	(212)

INSTRUMENTS FINANCIERS

Tous les instruments financiers, y compris les instruments dérivés et les instruments non dérivés, sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme est évaluée en fonction de l'approche bénéfiques en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme est égale à leur juste valeur du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme.

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations du prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles. La tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie et du montant net des investissements dans des établissements étrangers est constatée dans les autres éléments du résultat étendu de la période au cours de laquelle surviennent les variations. La tranche inefficace est inscrite dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'opération sous-jacente. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net, soit dans les intérêts créditeurs et autres, soit dans les intérêts débiteurs.

Les instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture ont été inscrits en tant que couvertures économiques (instruments détenus à des fins de transaction) afin de gérer le risque de marché auquel nous sommes exposés. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction sont constatées dans le bénéfice net de la période pendant laquelle elles surviennent, ce qui peut exposer la société à une variabilité accrue du résultat d'exploitation constaté, étant donné que la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction peut varier de façon considérable d'une période à l'autre.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouverts auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux taux de change et aux taux d'intérêt a été calculée selon l'approche bénéfiques au moyen des taux du marché en vigueur et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	31 mars 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	364	395
Actifs incorporels et autres actifs	100	112
Créditeurs et autres	(434)	(357)
Autres passifs à long terme	(341)	(255)
	(311)	(105)

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Effet des instruments dérivés sur l'état consolidé des résultats

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

(non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période		
Électricité	9	(8)
Gaz naturel	(7)	9
Change	(2)	(6)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période		
Électricité	(28)	(7)
Gaz naturel	50	(2)
Change	(17)	(1)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{2,3}		
Montant des gains réalisés de la période		
Électricité	192	73
Intérêts	1	2

- 1 Le montant net 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 du secteur de l'énergie. Le montant net des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.
- 2 Au 31 mars 2014, toutes les relations de couverture étaient 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 6 millions de dollars (10 millions de dollars en 2013) et une valeur nominale de 300 millions de dollars US (350 millions de dollars US en 2013). Le montant des gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2014, soit 1 million de dollars (2 millions de dollars en 2013), est inclus dans les intérêts débiteurs. Pour les trimestres clos les 31 mars 2014 et 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.
- 3 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 du secteur de l'énergie, les intérêts débiteurs et les intérêts créditeurs et autres, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé. Pour les trimestres clos les 31 mars 2014 et 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.

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

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

(non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)		
Électricité	41	36
Change	10	2
	51	38
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)		
Électricité	(108)	(11)
Intérêts	5	4
	(103)	(7)
Perturbations sur les instruments dérivés constatées dans les résultats (partie inefficace)		
Électricité	(13)	(5)
	(13)	(5)

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).

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 31 mars 2014, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 19 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2013), et les garanties fournies dans le cadre normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2013). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2014, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 19 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2013). Des garanties peuvent également 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.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Au 31 mars 2014, 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 premier trimestre de 2014, 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, sauf ce qui est indiqué ci-après.

Le 1^{er} janvier 2014, la direction a mis en place un système de planification des ressources de l'entreprise (« PRE »), ce qui fait que certains processus à l'appui des contrôles internes à l'égard de l'information financière ont changé. La direction continuera de surveiller l'efficacité de ces procédés à l'avenir.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS 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. Notre rapport annuel 2013 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2013, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel 2013 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2014

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié des directives 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. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des directives 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. Ces nouvelles directives sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2014 et elles s'appliquent à toutes les opérations en cause conclues après cette date.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence de report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	2014		2013			2012		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	2 884	2 332	2 204	2 009	2 252	2 089	2 126	1 847
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	412	420	481	365	446	306	369	272
Résultat comparable	422	410	447	357	370	318	349	300
Résultat comparable par action	0,60 \$	0,58 \$	0,63 \$	0,51 \$	0,52 \$	0,45 \$	0,50 \$	0,43 \$
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,58 \$	0,59 \$	0,68 \$	0,52 \$	0,63 \$	0,43 \$	0,52 \$	0,39 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,48 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,46 \$	0,44 \$	0,44 \$	0,44 \$

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 selon le secteur d'activité.

Dans le secteur des gazoducs, les produits et le bénéfice net trimestriels des pipelines réglementés canadiens sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. Les produits et le bénéfice net de nos gazoducs aux États-Unis varient généralement selon la saison; ainsi, ils sont plus élevés durant l'hiver, en raison de la demande accrue. À long terme, les résultats de nos gazoducs au Canada et aux États-Unis fluctuent toutefois en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Dans le secteur des pipelines de liquides, 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 d'actifs nouvellement construits;
- des décisions en matière de réglementation.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

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.

Le résultat comparable ne comprend pas 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 couvertures économiques 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. Étant donné 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.

Au deuxième trimestre de 2013, le résultat comparable n'incluait pas un ajustement favorable de 25 millions de dollars au titre de l'impôt sur les bénéfices en raison de la mise en vigueur de certaines lois fédérales fiscales canadiennes liées à l'impôt de la Partie VI.1 en juin 2013.

Au premier trimestre de 2013, le résultat comparable n'incluait pas le bénéfice net de 84 millions de dollars pour 2013 et découlant de la décision rendue par l'ONÉ en 2012 (RH-003-2011).

Au deuxième trimestre de 2012, le résultat comparable n'incluait pas une charge de 15 millions de dollars après les impôts (20 millions de dollars avant les impôts) suivant la décision d'arbitrage relative à la CAE de Sundance A.

État consolidé condensé des résultats

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Produits		
Gazoducs	1 215	1 157
Pipelines de liquides	359	271
Énergie	1 310	824
	2 884	2 252
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	135	93
Charges d'exploitation et autres charges		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	805	641
Achats de produits de base revendus	706	376
Impôts fonciers	123	109
Amortissement	393	367
	2 027	1 493
Charges financières (produits financiers)		
Intérêts débiteurs	274	258
Intérêts créditeurs et autres	8	(13)
	282	245
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	710	607
Charge d'impôts		
Exigibles	59	79
Reportés	162	36
	221	115
Bénéfice net	489	492
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	54	31
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	435	461
Dividendes sur les actions privilégiées	23	15
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	412	446
Bénéfice net par action ordinaire		
De base et dilué	0,58 \$	0,63 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,48 \$	0,46 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)		
De base	708	706
Dilué	708	707

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Bénéfice net	489	492
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice		
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	240	111
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(127)	(49)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	31	21
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(62)	(4)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	(1)
Autres éléments du résultat étendu (note 7)	86	84
Résultat étendu	575	576
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	98	51
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	477	525
Dividendes sur les actions privilégiées	25	15
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	452	510

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État financier consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Flux de trésorerie liés à l'exploitation		
Bénéfice net	489	492
Amortissement	393	367
Impôts reportés	162	36
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(135)	(93)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	170	84
Capitalisation des avantages postérieurs au départ à la retraite inférieure à la charge	10	15
Autres	13	15
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(123)	(210)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	979	706
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(778)	(929)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(89)	(32)
Montants reportés et autres	(23)	(20)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(890)	(981)
Activités de financement		
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées	(345)	(315)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(45)	(35)
Remboursement de billets à payer, montant net	(747)	(829)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 364	734
Remboursements sur la dette à long terme	(777)	(14)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	10	32
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	440	586
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(200)	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(300)	159
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	33	8
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(178)	(108)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Au début de la période	927	551
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
À la fin de la période	749	443

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Bilan consolidé condensé

(non audité - en millions de dollars canadiens)	31 mars 2014	31 décembre 2013
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	749	927
Débiteurs	1 517	1 122
Stocks	236	251
Autres	962	847
	3 464	3 147
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 18 349 \$ et 17 851 \$	38 625	37 606
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5 800	5 759
Actifs réglementaires	1 705	1 735
Écart d'acquisition	3 842	3 696
Actifs incorporels et autres actifs	2 058	1 955
	55 494	53 898
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 137	1 842
Créditeurs et autres	2 431	2 155
Intérêts courus	379	388
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	1 109	973
	5 056	5 358
Passifs réglementaires	221	229
Autres passifs à long terme	746	656
Passifs d'impôts reportés	4 808	4 564
Dette à long terme	22 997	21 892
Billets subordonnés de rang inférieur	1 105	1 063
	34 933	33 762
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 161	12 149
Émissions et en circulation :	Au 31 mars 2014 : 708 millions d'actions	Au 31 décembre 2013 : 707 millions d'actions
Actions privilégiées	2 255	1 813
Surplus d'apport	396	401
Bénéfices non répartis	5 167	5 096
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 7)	(892)	(934)
Participations assurant le contrôle	19 087	18 525
Participations sans contrôle	1 474	1 611
	20 561	20 136
	55 494	53 898

Éventualités et garanties (note 10)

Événements postérieurs à la date du bilan (note 11)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	12 149	12 069
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	12	37
Solde à la fin de la période	12 161	12 106
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	1 813	1 224
Emission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	442	586
Solde à la fin de la période	2 255	1 810
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	401	379
Exercice d'options sur actions, déduction faite des options émises	1	(3)
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(6)	—
Solde à la fin de la période	396	376
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	5 096	4 687
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	435	461
Dividendes sur les actions ordinaires	(339)	(324)
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(15)
Solde à la fin de la période	5 167	4 809
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(934)	(1 448)
Autres éléments du résultat étendu	42	64
Solde à la fin de la période	(892)	(1 384)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	19 087	17 717
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 611	1 425
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	45	19
Dividendes sur les actions privilégiées de TCPL	2	6
Portland	7	6
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	44	20
Distributions versées aux participations sans contrôle	(51)	(35)
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	(194)	—
Change et autres	10	3
Solde à la fin de la période	1 474	1 444
Total des capitaux propres	20 561	19 161

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audités)

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 2013. 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 de 2013 de TransCanada.

Les présents 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 2013 compris dans le rapport annuel 2013 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 cas des pipelines aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le cas du secteur de l'énergie de la société, en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des consommateurs et les prix des marchés pour certaines 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 2013, 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 2014

Obligations découlant d'accords de responsabilité conjointe et solidaire

En février 2013, le FASB a publié des directives 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. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Opérations en devises – écarts de conversion cumulés

En mars 2013, le FASB a publié des directives 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. Ces nouvelles directives sont en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2014 et elles s'appliquent à toutes les opérations en cause conclues après cette date.

Économies d'impôts non comptabilisées

En juillet 2013, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation dans les états financiers d'économies d'impôts non comptabilisées en présence de report prospectif d'une perte d'exploitation nette, d'une perte fiscale comparable ou du report prospectif d'un crédit d'impôt. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2014. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

3. Informations sectorielles

trimestres clos les 31 mars (non audité - en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides ¹		Énergie		Siège social		Total	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Produits	1 215	1 157	359	271	1 310	824	—	—	2 884	2 252
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	52	40	—	—	83	53	—	—	135	93
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(333)	(318)	(101)	(79)	(333)	(210)	(38)	(34)	(805)	(641)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(706)	(376)	—	—	(706)	(376)
Impôts fonciers	(86)	(78)	(17)	(13)	(20)	(18)	—	—	(123)	(109)
Amortissement	(262)	(253)	(49)	(37)	(77)	(74)	(5)	(3)	(393)	(367)
Bénéfice sectoriel	586	548	192	142	257	199	(43)	(37)	992	852
Intérêts débiteurs									(274)	(258)
Intérêts créditeurs et autres									(8)	13
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									710	607
Charge d'impôts									(221)	(115)
Bénéfice net									489	492
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(54)	(31)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									435	461
Dividendes sur les actions privilégiées									(23)	(15)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									412	446

1 Antérieurement Oléoducs.

ACTIF TOTAL

(non audité - en millions de dollars canadiens)	31 mars 2014	31 décembre 2013
Gazoducs	25 765	25 165
Pipelines de liquides ¹	14 047	13 253
Énergie	13 954	13 747
Siège social	1 728	1 733
	55 494	53 898

1 Antérieurement Oléoducs.

4. Impôt sur le bénéfice

Au 31 mars 2014, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines était d'environ 24 millions de dollars (23 millions de dollars au 31 décembre 2013). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Pour le trimestre clos le 31 mars 2014, la société a constaté 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (1 million de dollars et néant au titre des pénalités au 31 mars 2013). Au 31 mars 2014, la société avait constaté 7 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (6 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2013).

Les taux d'intérêt effectifs pour les trimestres clos le 31 mars 2014 et le 31 mars 2013 étaient de respectivement 31 % et 19 %. Le taux plus élevé en 2014 comparativement à 2013 est principalement le résultat de la décision de l'ONÉ rendue en 2013 (RH-003-2011), des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger en 2014 et de l'augmentation des impôts transférés en 2014 relativement aux gazoducs réglementés au Canada.

5. Dette à long terme

Pour le trimestre clos le 31 mars 2014, la société a capitalisé des intérêts de 79 millions de dollars (55 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2013) relativement aux projets d'investissement.

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Montant (non audité - en millions de dollars)	Type	Date d'échéance	Taux d'intérêt	Date d'émission
1 250 dollars US	Billets de premier rang non garantis	1 ^{er} mars 2034	4,63%	Février 2014

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Montant (non audité - en millions de dollars canadiens)	Type	Date de remboursement	Taux d'intérêt
450 \$	Billets à moyen terme	Janvier 2014	5,65 %
300 \$	Billets à moyen terme	Février 2014	5,05 %

6. Capitaux propres et capital-actions

ÉMISSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En janvier 2014, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables, à dividende cumulatif de série 9. Ces actions privilégiées ont été émises à un prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 9 ont droit à des dividendes cumulatifs fixes de 1,0625 \$ par action par année, payables trimestriellement. Le taux de dividende sera ajusté le 30 octobre 2019 et tous les cinq ans par la suite à un taux de rendement annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 2,35 %. Les actions privilégiées sont rachetables par TransCanada le ou après le 30 octobre 2019 et le 30 octobre 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 9 auront le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série 10 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable pour un rendement annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,35 %.

RACHAT D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le 5 mars 2014, TCPL a racheté les quatre millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y en circulation. Ces actions ont été rachetées au prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende couru mais non versé à la date de rachat de 0,2455 \$.

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

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations ne donnant pas le contrôle et les répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

trimestre clos le 31 mars 2014 (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 l'investissement net dans des établissements étrangers	191	49	240
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(171)	44	(127)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	51	(20)	31
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(103)	41	(62)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de 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	(26)	112	86
trimestre clos le 31 mars 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 l'investissement net dans des établissements étrangers	77	34	111
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(66)	17	(49)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	38	(17)	21
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(7)	3	(4)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes actuariels et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	10	(4)	6
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1)	—	(1)
Autres éléments du résultat étendu	51	33	84

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, sont les suivantes :

trimestre clos le 31 mars 2014 (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	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2014	(629)	(4)	(197)	(104)	(934)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	69	31	—	—	100
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	(62)	4	—	(58)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	69	(31)	4	—	42
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 mars 2014	(560)	(35)	(193)	(104)	(892)

- 1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes constatées dans les autres éléments du résultat étendu.
- 2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite de gains de 44 millions de dollars au titre des participations sans contrôle.
- 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 34 millions de dollars (21 millions de dollars après les impôts) au 31 mars 2014. 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.

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2014

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

trimestre clos le 31 mars, 2014 (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
Couvertures de flux de trésorerie		
Installations énergétiques	108	Produits (Énergie)
Intérêts	(5)	Intérêts débiteurs
	103	Total avant les impôts
	(41)	Charge d'impôts
	62	Déduction faite des 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	(6)	Total avant les impôts
	2	Charge d'impôts
	(4)	Déduction faite des impôts

1 Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à 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. Voir la note 8 pour plus de renseignements.

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 31 mars			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2014	2013	2014	2013
Coût des services rendus	22	19	1	1
Intérêts débiteurs	28	24	2	2
Rendement prévu des actifs des régimes	(35)	(29)	—	—
Amortissement de la perte actuarielle	5	9	1	1
Amortissement de l'actif réglementaire	5	7	—	—
Coût net des prestations constaté	25	30	4	4

9. Gestion des risques et instruments financiers

APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

TransCanada est exposée au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties et la société a mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but de gérer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

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. 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 31 mars 2014, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable importante au cours de la période.

Au 31 mars 2014, la concentration du risque de crédit de la société était de 220 millions de dollars (240 millions de dollars au 31 décembre 2013) à recevoir d'une contrepartie. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, 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 millions de dollars canadiens)	31 mars 2014	31 décembre 2013
Valeur comptable	16 200 (14 600 US)	14 200 (13 400 US)
Juste valeur	18 500 (16 700 US)	16 000 (15 000 US)

Instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net

(non audité - en millions de dollars canadiens)	31 mars 2014		31 décembre 2013	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Actif (passif)				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US				
(échéant de 2014 à 2019) ²	(326)	3 550 US	(201)	3 800 US
Contrats de change à terme en dollars US				
(échéant en 2014)	(17)	1 000 US	(11)	850 US
	(343)	4 550 US	(212)	4 650 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre clos le 31 mars 2014 comprend des gains réalisés nets de 6 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2013) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises, lesquels gains sont inclus dans les intérêts débiteurs.

Le classement au bilan de la juste valeur des instruments dérivés servant à couvrir l'investissement net de la société dans des établissements étrangers s'établit comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	31 mars 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	5	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	—
Créditeurs et autres	(93)	(50)
Autres passifs à long terme	(256)	(167)
	(343)	(212)

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

INSTRUMENTS FINANCIERS**Instruments financiers non dérivés****Juste valeur des instruments financiers non dérivés**

La juste valeur des billets à recevoir de la société est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme est évaluée selon l'approche bénéfiques en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur des actifs disponibles à la vente est calculée aux cours du marché s'ils sont disponibles. Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments non dérivés.

La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme et ils seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable est égale à la juste valeur, qui seraient classés au niveau 2 de la hiérarchie de la juste valeur.

(non audité - en millions de dollars canadiens)	31 mars 2014		31 décembre 2013	
	Valeur comptable ¹	Juste valeur	Valeur comptable ¹	Juste valeur
Billet à recevoir et autres ¹	199	246	226	269
Actifs disponibles à la vente ²	45	45	47	47
Dette à court terme et à long terme ^{3,4}	(24 106)	(28 239)	(22 865)	(26 134)
Billets subordonnés de rang inférieur	(1 105)	(1 144)	(1 063)	(1 093)
	(24 967)	(29 092)	(23 655)	(26 911)

1 Les billets à recevoir sont inclus dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé.

2 Les actifs disponibles à la vente sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé.

3 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 300 millions de dollars US (200 millions de dollars US au 31 décembre 2013) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

4 Le bénéfice net consolidé pour le trimestre clos le 31 mars 2014 comprend des pertes de 6 millions de dollars (pertes de 10 millions de dollars en 2013) au titre des 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 et visant des titres d'emprunt à long terme de 300 millions de dollars US au 31 mars 2014 (200 millions de dollars US au 31 décembre 2013). 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.

Instruments dérivés**Juste valeur des instruments dérivés**

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux taux de change et aux taux d'intérêt a été calculée selon l'approche bénéfiques au moyen des taux du marché en vigueur et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel, ainsi que des actifs disponibles à la vente, a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Dans la mesure du possible, les instruments dérivés sont désignés en tant que couverture, mais dans certains cas, bien que les instruments dérivés soient considérés comme des couvertures économiques efficaces, ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et ils sont inscrits à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice déclaré puisque la juste valeur des instruments dérivés peut fluctuer beaucoup d'une période à l'autre.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

(non audité - en millions de dollars canadiens)	31 mars 2014	31 décembre 2013
Autres actifs à court terme	364	395
Actifs incorporels et autres actifs	100	112
Créditeurs et autres	(434)	(357)
Autres passifs à long terme	(341)	(255)
	(311)	(105)

Sommaire des instruments dérivés pour 2014

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers.

(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	288 \$	67 \$	— \$	7 \$
Passifs	(303)\$	(73) \$	(12)\$	(7) \$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	39 687	110	—	—
Ventes	38 719	60	—	—
En dollars CA	—	—	—	—
En dollars US	—	—	985 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 31 mars 2014	9 \$	(7)\$	(2)\$	— \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 31 mars 2014	(28)\$	50 \$	(17)\$	— \$
Dates d'échéance ³				
	2014-2018	2014-2016	2014	2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	90 \$	— \$	— \$	6 \$
Passifs	(30)\$	— \$	— \$	(1) \$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	8 887	—	—	—
Ventes	6 299	—	—	—
En dollars US	—	—	—	450 US
Gains nets réalisés de la période ⁵				
trimestre clos le 31 mars 2014	192 \$	— \$	— \$	1 \$
Dates d'échéance ³				
	2014-2018	—	—	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 Au 31 mars 2014.
- 4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.
- 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 6 millions de dollars et une valeur nominale de 300 millions de dollars US au 31 mars 2014. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2014, à 1 million de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre clos le 31 mars 2014, 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 clos le 31 mars 2014, 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Sommaire des instruments dérivés pour 2013

Le sommaire ci-après n'inclut pas les couvertures de l'investissement net de la société dans des établissements étrangers

(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	265 \$	73 \$	— \$	8 \$
Passifs	(280)\$	(72)\$	(12)\$	(7)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	29 301	88	—	—
Ventes	28 534	60	—	—
En dollars CA	—	—	—	400
En dollars US	—	—	1 015 US	100 US
(Pertes) gains net(te)s non réalisé(e)s de la période ⁵				
trimestre clos le 31 mars 2013	(8)\$	9 \$	(6)\$	— \$
Pertes nettes réalisées de la période ⁵				
trimestre clos le 31 mars 2013	(7)\$	(2)\$	(1)\$	— \$
Dates d'échéance ³	2014-2017	2014-2016	2014	2014-2016
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture^{6,7}				
Justes valeurs ^{2,3}				
Actifs	150 \$	— \$	— \$	6 \$
Passifs	(22)\$	— \$	(1)\$	(1)\$
Valeurs nominales ³				
Volumes ⁴				
Achats	9 758	—	—	—
Ventes	6 906	—	—	—
En dollars US	—	—	16 US	350 US
Gains nets réalisés de la période ⁵				
trimestre clos le 31 mars 2013	73 \$	— \$	— \$	2 \$
Dates d'échéance ³	2014-2018	—	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 Au 31 décembre 2013.
- 4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ respectivement.
- 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 5 millions de dollars et une valeur nominale de 200 millions de dollars US au 31 décembre 2013. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre clos le 31 mars 2013, à 2 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre clos le 31 mars 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.
- 7 Pour le trimestre clos le 31 mars 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 7) liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture des flux de trésorerie s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Électricité	41	36
Change	10	2
	51	38
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Électricité ²	(108)	(11)
Intérêts	5	4
	(103)	(7)
Pertes sur les instruments dérivés constatées dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Électricité	(13)	(5)
	(13)	(5)

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

2 Montant constaté dans les produits du secteur de l'énergie à l'état consolidé condensé des résultats.

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. TransCanada 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 de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 mars 2014	Montants bruts des instruments	Montants disponibles à des fins de compensation ¹	Montants nets
(non audité - en millions de dollars canadiens)	dérivés présentés au bilan		
Instruments dérivés - actifs			
Électricité	378	(261)	117
Gaz naturel	67	(51)	16
Change	6	(9)	(3)
Intérêts	13	—	13
Total	464	(321)	143
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(333)	261	(72)
Gaz naturel	(73)	51	(22)
Change	(361)	9	(352)
Intérêts	(8)	—	(8)
Total	(775)	321	(454)

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 mars 2014, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 78 millions de dollars et des lettres de crédit de 41 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 2 millions de dollars et des lettres de crédit de 29 millions de dollars relativement aux risques liés aux actifs au 31 mars 2014.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur 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 2013 :

au 31 décembre 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	415	(277)	138
Gaz naturel	73	(61)	12
Change	5	(5)	—
Intérêts	14	(2)	12
Total	507	(345)	162
Instruments dérivés - passifs			
Électricité	(302)	277	(25)
Gaz naturel	(72)	61	(11)
Change	(230)	5	(225)
Intérêts	(8)	2	(6)
Total	(612)	345	(267)

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 2013, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 67 millions de dollars et des lettres de crédit de 85 millions de dollars. La société détenait une garantie en trésorerie de 11 millions de dollars et des lettres de crédit de 32 millions de dollars relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2013.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments 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 vigueur et des prix du marché au 31 mars 2014, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 19 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2013), et la société avait fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2013) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2014, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 19 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2013). 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	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>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 pour l'électricité et le gaz naturel lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche marché.</p> <p>En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs 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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

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 pour 2014, est classée comme suit :

au 31 mars 2014 (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
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	374	4	378
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	48	19	—	67
Contrats de change	—	6	—	6
Contrats sur taux d'intérêt	—	13	—	13
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(330)	(3)	(333)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(46)	(27)	—	(73)
Contrats de change	—	(361)	—	(361)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(8)	—	(8)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	—	45	—	45
	2	(269)	1	(266)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours du trimestre clos le 31 mars 2014.

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 pour 2013, est classée comme suit :

au 31 décembre 2013 (non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Prix cotés sur des marchés actifs observables (niveau 1) ¹	Autres données importantes observables (niveau 2) ¹	Données importantes non observables (niveau 3) ¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	411	4	415
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	48	25	—	73
Contrats de change	—	5	—	5
Contrats sur taux d'intérêt	—	14	—	14
Passifs liés aux instruments dérivés :				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(299)	(3)	(302)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(50)	(22)	—	(72)
Contrats de change	—	(230)	—	(230)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(8)	—	(8)
Instruments financiers non dérivés :				
Actifs disponibles à la vente	—	47	—	47
	(2)	(57)	1	(58)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

PREMIER TRIMESTRE DE 2014

Le tableau qui suit présente la variation nette de la juste valeur des actifs et des passifs dérivés classés dans le niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur :

(non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	Instruments dérivés ¹	
	trimestres clos les 31 mars	
	2014	2013
Solde au début de la période	1	(2)
Total des gains comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu	—	3
Solde à la fin de la période	1	1

1 Les produits du secteur de l'énergie comprennent des gains ou des pertes non réalisés de néant (néant en 2013) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 mars 2014.

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 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 mars 2014.

10. Éventualités et garanties

TransCanada et ses filiales font l'objet de différentes actions en justice, demandes d'arbitrage et mesures dans le cours normal de l'exploitation. Il est impossible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances et poursuites, mais la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ou les résultats d'exploitation de la société.

GARANTIES

TransCanada et ses partenaires en coentreprise pour Bruce Power et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont individuellement garanti certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement à un contrat de location et aux services contractuels de fournisseurs. En outre, TransCanada et BPC ont individuellement garanti 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 et solidairement, (ii) conjointement ou (iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte de l'acheminement 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 précitées, 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 :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	Échéance	au 31 mars 2014		au 31 décembre 2013	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 ²	708	8	740	8
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	62	10	51	10
		770	18	791	18

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

2 Exception faite d'une garantie qui n'a aucune date d'échéance.

11. Événements postérieurs à la date du bilan

VENTE DES ACTIFS DE CANCARB

Tel qu'annoncé précédemment, le 20 janvier 2014, TransCanada a conclu une entente en vue de la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production de l'électricité. Cette opération a été réalisée le 15 avril 2014 et elle a donné lieu à un produit brut global de 190 millions de dollars, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture. TransCanada prévoit réaliser au deuxième trimestre de 2014 un gain de 95 millions de dollars environ, déduction faites des impôts. Ces actifs sont classés en tant qu'actifs destinés à la vente et inclus dans les autres actifs à court terme et créiteurs et autres au bilan consolidé condensé au 31 mars 2014.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL

Le 30 avril 2014, TransCanada a mis fin à un contrat avec Niska Gas Storage en vue du stockage à long terme de 38 Gpi³ de gaz naturel en Alberta. Ce contrat renfermait des dispositions permettant la résiliation avant l'échéance. Compte tenu de cette résiliation, TransCanada prévoit constater une charge après les impôts de quelque 33 millions de dollars au deuxième trimestre de 2014. TransCanada a signé un nouveau contrat de services de stockage de gaz naturel en Alberta avec Niska Gas Storage. Ce contrat d'une durée de six ans entre en vigueur le 1^{er} mai 2014 et vise un volume moyen moins élevé.