

---

## **TransCanada dégage de solides résultats financiers au deuxième trimestre de 2015 et maintient son engagement à obtenir une croissance des dividendes de 8 à 10 % en 2017**

CALGARY (Alberta) – **Le 31 juillet 2015** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd’hui que le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires du deuxième trimestre de 2015 s’était chiffré à 429 millions de dollars (0,60 \$ par action), comparativement à 416 millions de dollars (0,59 \$ par action) pour la même période en 2014. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2015 a atteint 397 millions de dollars (0,56 \$ par action) comparativement à 332 millions de dollars (0,47 \$ par action), pour la même période de l’exercice précédent. Le conseil d’administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,52 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2015, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,08 \$ par action ordinaire.

« Nos trois entreprises essentielles ont une fois de plus obtenu d’excellents résultats financiers pendant le trimestre, ce qui démontre la résilience de notre portefeuille d’actifs de grande qualité au sein d’un marché difficile, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable et les fonds provenant de l’exploitation ont augmenté respectivement de 20 % et de 16 % comparativement à la même période de l’exercice précédent, ce qui met en lumière les solides fondements de l’entreprise, qui nous permettront de faire croître nos dividendes à un taux de 8 % à 10 % en 2017 et de financer notre programme d’investissement de pointe de 46 milliards de dollars. »

Au cours des derniers mois, nous avons fait progresser les éléments clés de nos plans de croissance qui comprennent un montant de plus de 13 milliards de dollars au titre de projets de gazoducs proposés pour soutenir le secteur émergent du gaz naturel liquéfié (« GNL ») le long de la côte de la Colombie-Britannique. Notre projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR ») a atteint une étape marquante, à savoir l’obtention d’une décision d’investissement finale (« DIF ») positive de Pacific NorthWest LNG (« PNW LNG »), assujettie à deux conditions. Nous avons également obtenu la majeure partie des permis d’installations pour TGPR et Coastal GasLink, ce qui nous permet de nous préparer à entreprendre la construction, sous réserve de l’obtention des DIF des promoteurs respectifs. TGPR et Coastal GasLink ont également poursuivi leur engagement auprès des groupes autochtones installés le long du tracé des pipelines et ont signé plusieurs ententes de projet avec des communautés des Premières nations.

Nous continuons à faire progresser le reste de notre portefeuille de projets garantis sur le plan commercial de 46 milliards de dollars et mettons en place diverses initiatives de croissance. Ces projets devraient entraîner une hausse importante des bénéfices, des flux de trésorerie et des dividendes jusqu’à la fin de la décennie. Notre portefeuille d’actifs de grande qualité et notre solidité financière font en sorte que nous sommes toujours bien placés pour créer une valeur actionnariale à long terme, peu importe les conditions du marché.

### **Points saillants**

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

- Résultats financiers du deuxième trimestre
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 429 millions de dollars (0,60 \$ par action)
  - Résultat comparable de 397 millions de dollars (0,56 \$ par action)
  - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l’amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,4 milliard de dollars
  - Fonds provenant de l’exploitation totalisant 1,1 milliard de dollars
- Dividende trimestriel de 0,52 \$ par action ordinaire déclaré pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2015
- TGPR a atteint une étape marquante lorsque la société PNW LNG a annoncé une DIF positive, assujettie à deux conditions, pour son projet proposé d’installation de liquéfaction et d’exportation sur la côte Ouest de la Colombie-Britannique
- Réception de la majeure partie des permis pour les pipelines et les installations des projets TGPR et Coastal GasLink

- Obtention de l'approbation réglementaire relativement au projet de réseau principal North Montney, de 1,7 milliard de dollars
- Poursuite de l'avancement de la stratégie de la société en commandite principale avec le dessaisissement de la participation résiduelle de 30 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN ») pour 457 millions de dollars US
- Achèvement d'un financement de plus de 1,5 milliard de dollars par l'émission de billets subordonnés de rang inférieur et de billets à moyen terme

Pour le trimestre clos le 30 juin 2015, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 13 millions de dollars par rapport à même période en 2014, pour s'établir à 429 millions de dollars (0,60 \$ par action). Un montant de 34 millions de dollars est inclus au deuxième trimestre de 2015 à titre d'ajustement de la charge d'impôt en raison d'une augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta et de frais de restructuration après impôts de 8 millions de dollars ayant trait à des changements apportés au sein du groupe des projets majeurs. Les données du deuxième trimestre de 2014 comprenaient également un gain après impôts de 99 millions de dollars découlant de la vente de Cancarb et une perte après impôts de 31 millions de dollars provenant de la résiliation d'un contrat de stockage de gaz naturel. Les résultats des deux périodes comprennent des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans certaines activités de gestion des risques. Tous ces éléments particuliers ont été retranchés du résultat comparable.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2015 a atteint 397 millions de dollars (0,56 \$ par action), comparativement à 332 millions de dollars (0,47 \$ par action) pour la même période en 2014. Le relèvement du résultat pour le réseau principal au Canada, le réseau de NGTL, Keystone, Bruce Power et les installations énergétiques de l'Est a été neutralisé en partie par l'apport inférieur de nos installations énergétiques aux États-Unis et de celles de l'Ouest.

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

#### **Gazoducs :**

- *Expansions du réseau de NGTL* : Le réseau de NGTL possède des installations liées à l'offre et à la demande au stade de développement de quelque 6,8 milliards de dollars. Au deuxième trimestre de 2015, nous avons poursuivi l'avancement de plusieurs projets d'expansion du capital et nous comptons présenter des demandes pour d'autres installations dans le cadre du programme pour le reste de 2015. Nous avons reçu d'autres demandes de service de réception garantie, lesquelles devraient entraîner une hausse des dépenses en capital totales du réseau de NGTL par rapport à ce qui avait été annoncé auparavant et nous continuons de travailler avec nos clients pour mieux répondre à leurs exigences relatives aux dates de mise en service en 2016, 2017 et 2018.

Le 15 avril 2015, l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») a publié un rapport recommandant au gouvernement fédéral d'approuver le projet de canalisation principale North Montney, de 1,7 milliard de dollars, qui fait partie du réseau de NGTL et qui se traduira par une nouvelle capacité importante de ce réseau, ce qui permettra de répondre aux exigences en matière de transport liées à l'accroissement rapide de la mise en valeur des ressources de gaz naturel dans le bassin de Montney, situé dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Le projet permettra aux ressources du bassin de Montney et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien d'accéder aux marchés du gaz naturel en place et futurs, plus particulièrement aux marchés émergents de GNL.

Le projet de canalisation principale North Montney sera formé de deux tronçons de gazoduc de 42 pouces de diamètre, Aitken Creek et Kahta, pour un total de quelque 301 kilomètres (km) (187 milles) de longueur; seront également inclus les installations de comptage, l'emplacement des vannes et les installations de compression. Le projet comprendra également un embranchement avec le projet TGPR que nous proposons afin d'approvisionner en gaz naturel l'installation de liquéfaction et d'exportation de PNW LNG proposée près de Prince-Rupert en Colombie-Britannique. NGTL s'attend actuellement à ce que la mise en service du tronçon d'Aitken Creek ait lieu vers la fin de 2016 et celle du tronçon de Kahta, en 2017.

Le gouvernement fédéral a approuvé les recommandations du rapport de l'ONÉ. Le 11 juin 2015, l'organisme a délivré un certificat d'utilité publique afin de permettre au projet d'aller de l'avant selon certaines modalités. Selon l'une de ces modalités, la construction du projet de canalisation principale North

Montney peut commencer uniquement après la confirmation de la réception d'une DIF à l'égard du projet proposé de PNW LNG et que nous allions de l'avant avec la construction du projet TGPR.

- *Réseau principal au Canada* : Le 31 mars 2015, nous avons soumis une demande d'approbation de droits conformément à la décision RH-001-2014 rendue en novembre 2014 par l'ONÉ. Le 12 juin 2015, l'ONÉ a approuvé la demande de droits conformes à la décision sans modification. Ces droits définitifs sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2015, ce qui a notamment permis la constatation de revenus incitatifs, tels qu'approuvés par l'ONÉ.

Le 2 juin 2015, l'ONÉ a approuvé la construction du projet de pipeline de raccordement King's North afin d'augmenter la capacité de transport de gaz dans la région du Grand Toronto et d'offrir la souplesse nécessaire aux expéditeurs pour gérer l'offre croissante de gaz du bassin de Marcellus, dans le Nord-Est des États-Unis. Le projet devrait coûter environ 220 millions de dollars et devrait entrer en service d'ici le troisième trimestre de 2016.

- *TGPR* : Au deuxième trimestre de 2015, nous avons reçu de la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC ») six des onze permis visant les pipelines et les installations nécessaires à la construction et à l'exploitation du projet TGPR. Nous attendons les décisions de la BCOGC pour les autres permis au troisième trimestre de 2015. Le projet TGPR consiste en un gazoduc de 900 km (559 milles) qui transportera du gaz depuis la zone productrice de North Montney, près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, vers un point de raccordement avec le réseau de NGTL situé à l'installation de PNW LNG proposée, près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.

Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des groupes autochtones installés le long de l'emprise du pipeline. Pendant le trimestre, nous avons annoncé la signature d'ententes de projet avec les Premières nations Gitanyow, Kitselas, Lake Babine, Doig River, Halfway River et Yekooche.

Le 11 juin 2015, la société PNW LNG a annoncé une DIF positive, assujettie à deux conditions, pour le projet proposé d'installation de liquéfaction et d'exportation. La première condition est l'approbation, par l'Assemblée législative de la Colombie-Britannique, d'une entente de conception de projet entre PNW LNG et la province. Cette condition a été remplie à la mi-juillet 2015. La deuxième condition est une décision réglementaire positive de la part du gouvernement du Canada à l'égard de l'évaluation environnementale du projet de PNW LNG.

Sous réserve des résultats du processus réglementaire pour le projet TGPR, nous sommes prêts à entreprendre la construction suivant la confirmation d'une DIF par PNW LNG. La mise en service du projet TGPR est prévue avoir lieu en 2020, mais son calendrier sera harmonisé avec celui de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.

- *Coastal GasLink* : Nous avons reçu huit des dix permis de pipelines et d'installations nécessaires de la BCOGC et prévoyons recevoir les deux autres au troisième trimestre de 2015. Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des groupes autochtones installés le long de l'emprise du pipeline. Le 29 juin 2015, nous avons annoncé la signature d'ententes de projet avec les Premières nations du nord de la Colombie-Britannique Wet'suwet'en, Skin Tyee, Nee-Tahi-Buhn, Yekooche, Doig River et Halfway River.

Le projet pipelinier Coastal GasLink consiste en un gazoduc de 670 km (416 milles) qui transportera du gaz naturel de la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées de LNG Canada pour l'exportation de GNL, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique. Le projet est assujetti à l'obtention des approbations réglementaires et d'une DIF positive.

- *Dessaisissement de GTN* : Le 1<sup>er</sup> avril 2015, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans GTN à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP (la « société en commandite »). L'opération de 457 millions de dollars US, qui incluait un ajustement du prix d'achat de 11 millions de dollars US, comporte un versement en trésorerie de 264 millions de dollars US, la prise en charge du montant proportionnel de dette de GTN, à savoir 98 millions de dollars US, et l'émission, à TransCanada, de nouvelles parts de catégorie B pour un montant de 95 millions de dollars US. Les parts de catégorie B nous donnent droit à une distribution en trésorerie correspondant à 30 % des distributions en trésorerie annuelles de GTN compte tenu de certains seuils, soit 100 % des remises excédant

20 millions de dollars US pendant les cinq premières années et 25 % des remises excédant 20 millions de dollars US par la suite.

Le dessaisissement de la participation résiduelle dans GTN fait partie de la série de transactions systématiques visant la vente des actifs pipeliniers de TransCanada aux États-Unis à la société en commandite afin de contribuer au financement de notre programme d'investissement.

Au 30 juin 2015, nous détenions une participation de 28,2 % dans la société en commandite.

### **Pipelines de liquides :**

- *Oléoduc Énergie Est* : Le 2 avril 2015, nous avons annoncé que nous n'allions pas procéder à la construction d'un terminal maritime ni d'un réservoir connexe à Cacouna, au Québec, et ce, en raison de la reclassification recommandée des bélugas parmi les espèces menacées. Nous évaluons actuellement d'autres options et les modifications apportées au projet doivent être soumises à l'ONÉ au quatrième trimestre de 2015. Dans l'intervalle, l'ONÉ a continué à traiter le processus de demande.

La modification de la portée du projet et certaines modifications à son calendrier devraient se traduire par une mise en service en 2020. Le coût estimatif initial de 12 milliards de dollars devrait augmenter en raison de l'affinement de la portée à la suite des consultations avec les parties prenantes et de l'accroissement des coûts de construction en fonction des révisions apportées au calendrier.

Des ententes fermes à long terme ont été conclues pour environ 1 million des 1,1 million de barils par jour (« b/j ») de capacité de la canalisation et les discussions avec les expéditeurs se poursuivent.

- *Réseau d'oléoducs Keystone* : En juillet 2015, le réseau d'oléoducs Keystone a transporté en toute sécurité son milliardième baril de pétrole brut en provenance du Canada et des États-Unis et a célébré le cinquième anniversaire du début officiel du transport de pétrole le long des 4 247 km (2 639 milles) de pipelines de Hardisty, en Alberta, vers les marchés du Midwest américain et, en 2014, vers le golfe du Mexique.

La construction du latéral de Houston, sur une distance de 77 km (48 milles), et celle du terminal pétrolier se poursuit, ce qui permettra de prolonger le réseau d'oléoducs Keystone jusqu'aux raffineries de Houston au Texas. La capacité de stockage initiale du terminal devrait s'établir à 700 000 barils de pétrole brut. L'oléoduc et le terminal devraient être achevés au quatrième trimestre de 2015.

Le 14 avril 2015, TransCanada et Magellan Midstream Partners L.P. (« Magellan ») ont annoncé un accord de développement conjoint visant le raccord de notre terminal de Houston et celui de l'est de Houston de Magellan. Nous détiendrons une part de 50 % du projet d'oléoduc de 50 millions de dollars US, ce qui améliorera l'accès au marché de Houston pour notre réseau d'oléoducs Keystone. L'oléoduc devrait entrer en service vers la fin de 2016, sous réserve des ententes définitives et de la réception des permis et approbations nécessaires.

- *Keystone XL* : En janvier 2015, le Département d'État des États-Unis a relancé l'examen de l'intérêt national et a demandé aux huit organismes fédéraux y jouant un rôle de déterminer si Keystone XL sert les intérêts nationaux. Tous les organismes ont soumis leurs commentaires.

Le 12 février 2015, les tribunaux du comté du Nebraska ont accordé des injonctions temporaires négociées entre la société et le conseil des propriétaires terriens, lesquelles empêchent Keystone d'aller de l'avant avec des affaires de condamnation, et ce, jusqu'à ce que le litige constitutionnel sous-jacent soit résolu. De plus, la constitutionnalité de la décision favorable au nouveau tracé prise par le gouverneur de l'État est contestée devant un tribunal de district du Nebraska.

Le 29 juin 2015, TransCanada a fait parvenir une lettre au Département d'État des États-Unis contenant davantage de preuves démontrant que le Canada prend des mesures importantes pour gérer ses émissions de carbone.

La Public Utility Commission du Dakota du Sud a fixé les audiences relatives à la requête de Keystone visant à certifier la validité de notre permis dans cet État au troisième trimestre de 2015.

Les coûts en capital estimatifs pour le projet Keystone XL devraient se chiffrer à environ 8,0 milliards de dollars US. Au 30 juin 2015, nous avons déjà investi 2,4 milliards de dollars US dans ce projet et nous avons capitalisé des intérêts d'un montant de 0,4 milliard de dollars US.

- *Projet de pipeline Heartland et de terminaux de TC* : Le 7 mai 2015, l'Alberta Energy Regulator a délivré un permis pour l'oléoduc Heartland. La date de mise en service sera fonction des exigences du marché, à savoir l'obtention d'une capacité supplémentaire entre la région de Heartland, près d'Edmonton, en Alberta, et Hardisty, en Alberta.

Les cours du brut sont demeurés faibles, ce qui a poussé bien des producteurs à couper dans leurs dépenses en capital et à retarder leurs projets de sables bitumineux dans l'Ouest canadien. Dans son rapport de 2015 intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, l'Association canadienne des producteurs pétroliers estime que la production de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien continuera à croître, mais à un rythme plus faible que ce qui avait été prévu. Nos pipelines de liquides font l'objet de contrats à long terme. Toutefois, en raison du ralentissement de la croissance de la production de pétrole brut, nos projets en Alberta pourraient également connaître un ralentissement pour réagir aux besoins des clients.

## Énergie :

- *Émissions de gaz à effet de serre (« GES ») en Alberta* : Le 25 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la refonte et la mise à jour du règlement provincial Specified Gas Emitters Regulation (« SGER »). Depuis 2007, conformément au SGER, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de référence établie. Une redevance sur le carbone de 15 \$ la tonne a été établie pour les émissions qui surpassent la cible. Le règlement modifié comprend un resserrement des règles visant les émissions, afin de les ramener à 15 % en 2016 et à 20 % en 2017. Il comprend également la hausse de la redevance sur le carbone pour la faire passer à 20 \$ la tonne en 2016 et à 30 \$ la tonne en 2017. Nos conventions d'achat d'électricité pour les installations Sundance et Sheerness sont également assujetties à ce règlement. Le nombre important de crédits de carbone que nous détenons devrait contrebalancer la majeure partie de la hausse des coûts. Le solde des coûts de conformité devrait être recouvré par une augmentation des prix sur le marché et aux termes de dispositions contractuelles de report.
- *Ravenswood* : À la fin de mai 2015, le réacteur 30 de 972 mégawatts de la centrale de Ravenswood a été remis en service après une panne imprévue survenue en septembre 2014 causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression.

## Siège social :

- Notre conseil d'administration a déclaré, pour le trimestre qui sera clos le 30 septembre 2015, un dividende trimestriel de 0,52 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Ce montant trimestriel correspond à un dividende annualisé de 2,08 \$ par action ordinaire.
- *Activités de financement* : En mai 2015, une fiducie de financement nouvellement constituée (la « fiducie ») a émis, à l'attention de tiers investisseurs, pour un montant de 750 millions de dollars US de billets de fiducie subordonnés de rang inférieur échéant dans 60 ans, portant intérêt à un taux fixe de 5,625 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Les billets sont rachetables à leur valeur nominale la dixième année suivant leur émission. Le produit intégral de l'émission par la fiducie nous a été prêté sous forme de billets subordonnés de rang inférieur, d'une valeur de 750 millions de dollars US, assortis d'un taux de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Les obligations de la fiducie sont garanties sur une base subordonnée par TransCanada.

En juillet 2015, nous avons émis des billets à moyen terme venant à échéance le 17 juillet 2025 et portant intérêt à 3,30 % pour un montant de 750 millions de dollars.

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.

- *Conversion d'actions privilégiées et révision de taux* : En juin 2015, des porteurs d'actions de série 3 ont choisi de convertir 5,5 millions de nos 14 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 3 en circulation sur une base d'échange réciproque en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 à taux variable. Le taux applicable à la série 3 a été revu et, dorénavant, un taux de dividende annuel fixe de 2,152 % sera versé sur une base trimestrielle pendant cinq ans à compter du 30 juin 2015. Les actions de série 4 seront assorties d'un dividende trimestriel pendant la même période de cinq ans (du 30 juin 2015 au 30 septembre 2015 exclusivement) à un taux variable de 1,945 % par année qui sera revu chaque trimestre.

### **Téléconférence et webémission :**

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le vendredi 31 juillet 2015 pour discuter des résultats financiers du deuxième trimestre de 2015. 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 9 h (HR) ou 11 h (HE).

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.225.6564 ou le 416.340.2218 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct au [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com).

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HAE), le 7 août 2015; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 5657146.

**Il est possible de consulter les états financiers consolidés intermédiaires non audités et le rapport de gestion de la société sous le profil de TransCanada sur SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur EDGAR au [www.sec.gov/info/edgar.shtml](http://www.sec.gov/info/edgar.shtml), ainsi que sur le site Web de TransCanada au [www.transcanada.com](http://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 68 000 kilomètres (42 100 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 sur le continent avec une capacité de stockage de plus de 368 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant en plein essor, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 10 900 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](http://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 axée sur ce qui est à venir 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 30 juillet 2015, ainsi que le rapport annuel de 2014, accessibles dans notre site Web : [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com) ou classés sous le profil de TransCanada dans SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis, à l'adresse [www.sec.gov](http://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 comparable, les fonds provenant de l'exploitation et le résultat comparable par action, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 30 juillet 2015.

- 30 -

### **Renseignements aux médias :**

Mark Cooper 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

## Deuxième trimestre de 2015

### Points saillants des résultats financiers

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Bénéfice</b>				
Produits	2 631	2 234	5 505	5 118
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	429	416	816	828
par action ordinaire - de base et dilué	0,60 \$	0,59 \$	1,15 \$	1,17 \$
BAIIA comparable <sup>1</sup>	1 367	1 217	2 898	2 613
Résultat comparable <sup>1</sup>	397	332	862	754
par action ordinaire <sup>1</sup>	0,56 \$	0,47 \$	1,22 \$	1,07 \$
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Fonds provenant de l'exploitation <sup>1</sup>	1 061	917	2 214	2 019
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(92)	202	(485)	79
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>969</b>	<b>1 119</b>	<b>1 729</b>	<b>2 098</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	966	893	1 772	1 637
Projets d'investissement en cours d'aménagement	172	193	335	297
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	105	40	198	129
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	187	—	187
<b>Dividendes payés</b>				
Par action ordinaire	0,52 \$	0,48 \$	1,04 \$	0,96 \$
<b>Actions ordinaires en circulation - de base (en millions)</b>				
Moyenne de la période	709	708	709	708
Fin de la période	709	708	709	708

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

## Rapport de gestion

30 juillet 2015

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 et le semestre clos le 30 juin 2015, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2014.

### 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 2014.

Tous les renseignements sont en date du 30 juillet 2015 et tous les montants sont présentés 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 construction et en cours 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 et les indemnités d'assurance;
- 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 de ceux prévus du fait des hypothèses, des risques et des incertitudes

auxquels la société est soumise ou des événements qui se produisent après la date de publication du présent rapport de gestion.

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et 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 de réglementation et leur incidence;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- 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 et les indemnités d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- 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 économique 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 2014.

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 plus de 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](http://www.sedar.com)).

## MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA;
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- amortissement comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres charges 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. Pour avoir accès au rapprochement des mesures conformes et des mesures non conformes aux PCGR, prière de se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion.

### BAIIA et BAIL

Le BAIIA sert à évaluer de manière approximative les flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les impôts. Il mesure le bénéfice avant la déduction des 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 BAIL mesure le bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure utile pour évaluer la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur puisqu'il est l'équivalent de notre 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 utile 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, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. 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 pendant la période visée. Ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAIIA comparable	BAIIA
BAIL comparable	bénéfice sectoriel
amortissement comparable	amortissement
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres charges comparables	intérêts créditeurs et autres charges
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 d'impôts sur le bénéfice et de modifications apportées aux taux en vigueur;
- 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 frais de restructuration;
- 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 d'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 généralement 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 sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

## Résultats consolidés – deuxième trimestre de 2015

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Gazoducs	525	496	1 120	1 082
Pipelines de liquides	250	195	496	387
Énergie	267	216	481	473
Siège social	(48)	(27)	(95)	(70)
<b>Total du bénéfice sectoriel</b>	<b>994</b>	<b>880</b>	<b>2 002</b>	<b>1 872</b>
Intérêts débiteurs	(331)	(297)	(649)	(571)
Intérêts créditeurs et autres charges	81	54	67	46
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>744</b>	<b>637</b>	<b>1 420</b>	<b>1,347</b>
Charge d'impôts	(250)	(165)	(457)	(386)
<b>Bénéfice net</b>	<b>494</b>	<b>472</b>	<b>963</b>	<b>961</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(40)	(31)	(99)	(85)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>454</b>	<b>441</b>	<b>864</b>	<b>876</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(25)	(48)	(48)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>429</b>	<b>416</b>	<b>816</b>	<b>828</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué</b>	<b>0,60 \$</b>	<b>0,59 \$</b>	<b>1,15 \$</b>	<b>1,17 \$</b>

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 13 millions de dollars et a diminué de 12 millions de dollars respectivement comparativement aux périodes semblables en 2014. Les résultats de 2015 comprennent les éléments suivants :

- un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015;
- des coûts liés aux indemnités de cessation d'emploi de 8 millions de dollars après impôts découlant principalement de la restructuration de notre groupe responsable des grands projets en raison des délais rencontrés pour certains projets importants et dans l'objectif d'augmenter l'efficacité de notre exploitation.

Les résultats du semestre clos le 30 juin 2014 comprennent également les éléments suivants :

- un gain à la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité qui s'élève à 99 millions de dollars après les impôts;
- une perte nette de 31 millions de dollars après impôts découlant de la fin d'un contrat de Niska Gas Storage.

Les deux périodes comprennent des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 respectivement, le résultat comparable a augmenté de 65 millions de dollars et de 108 millions de dollars comparativement à la même période en 2014, comme indiqué à la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable ».

**RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE**

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>429</b>	<b>416</b>	<b>816</b>	<b>828</b>
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	34	—	34	—
Coûts de restructuration	8	—	8	—
Gain à la vente de Cancarb	—	(99)	—	(99)
Résiliation du contrat avec Niska	—	31	—	31
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	(74)	(16)	4	(6)
<b>Résultat comparable</b>	<b>397</b>	<b>332</b>	<b>862</b>	<b>754</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>0,60 \$</b>	<b>0,59 \$</b>	<b>1,15 \$</b>	<b>1,17 \$</b>
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	0,05	—	0,05	—
Coûts de restructuration	0,01	—	0,01	—
Gain à la vente de Cancarb	—	(0,14)	—	(0,14)
Résiliation du contrat avec Niska	—	0,04	—	0,04
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	(0,10)	(0,02)	0,01	—
<b>Résultat comparable par action</b>	<b>0,56 \$</b>	<b>0,47 \$</b>	<b>1,22 \$</b>	<b>1,07 \$</b>

1 Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	29	(2)	7	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	51	(9)	(17)	(11)
Stockage de gaz naturel	(1)	6	—	(3)
Change	30	25	1	23
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(35)	(4)	5	(1)
<b>Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>74</b>	<b>16</b>	<b>(4)</b>	<b>6</b>

Le résultat comparable s'est accru de 65 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période en 2014. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supérieur provenant de l'accroissement des volumes de Bruce Power en raison de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce A, neutralisé en partie par le recul des volumes de Bruce B en raison du nombre supérieur de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- l'accroissement des volumes non visés par des contrats du réseau d'oléoducs Keystone;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison du résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire en Ontario acquises au deuxième semestre de 2014 et de l'accroissement du résultat de Cartier énergie éolienne;
- la hausse du résultat provenant des gazoducs au Canada en raison de revenus incitatifs enregistrés pour le réseau principal au Canada et la hausse de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL, partiellement contrebalancées par la baisse du taux de rendement du capital-actions ordinaire (« RCA ») du réseau principal au Canada;
- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable au moment de la constatation du résultat tiré de certains contrats provenant de nos activités de commercialisation de l'énergie, qui reflète les différences dans les profils de prix de l'énergie que nous facturons au client et ceux que nous payons pour les volumes achetés;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des moindres volumes aux termes de la CAE;
- l'augmentation des intérêts débiteurs attribuables aux nouvelles émissions de titres d'emprunt et le taux de change plus élevé sur les intérêts de la dette libellés en dollars US.

Le résultat comparable s'est accru de 108 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période en 2014. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments qui suivent :

- l'accroissement des volumes non visés par des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée, de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et du résultat supplémentaire des installations d'énergie solaire en Ontario acquises au second semestre de 2014;
- la hausse du résultat provenant de l'accroissement des volumes de Bruce Power en raison de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce A, neutralisée en partie par les volumes de Bruce B en raison du nombre supérieur de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- le relèvement du résultat attribuable aux gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale en raison du résultat supérieur découlant du prolongement de Tamazunchale, qui a été mis en service en 2014, la hausse des revenus de transport de l'axe sud-est du pipeline d'ANR et du règlement conclu au premier trimestre de 2015 entre ANR et un producteur pour cause de dommages causés au pipeline d'ANR. L'augmentation des dépenses pour les travaux visant à assurer l'intégrité des pipelines a partiellement contrebalancé les éléments précités;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à l'accroissement des marges et des volumes des ventes aux clients de gros, commerciaux et industriels, laquelle a été principalement contrebalancée par la baisse du résultat provenant des actifs productifs aux États-Unis, principalement en raison de l'incidence de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité aux termes de la CAE;
- l'augmentation des intérêts débiteurs attribuables aux émissions de titres d'emprunt et le taux de change plus élevé sur les intérêts de la dette libellés en dollars US.

Le raffermissement du dollar américain au cours du trimestre par rapport à la période correspondante en 2014 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis, toutefois cet effet a été annulé en grande partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains et par les pertes réalisées sur les opérations de couverture du change utilisées pour gérer notre exposition nette dans le cadre de notre programme de couverture.

## PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant de 12 milliards de dollars destiné à des projets à court terme de petite et moyenne envergure et un montant de 34 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et long terme de grande échelle garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change et des intérêts capitalisés.

Les coûts estimatifs des projets sont généralement déterminés selon les estimations les plus récentes et sont assujettis à des ajustements en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires.

au 30 juin 2015 (non audité - en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Dépenses à ce jour
<b>Projets de petite et moyenne envergure, à court terme</b>				
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2015	0,6 US	0,5 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,8 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,3 US
Grand Rapids <sup>1</sup>	Pipelines de liquides	2016-2017	1,5	0,3
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	<sup>2</sup>	0,9	0,1
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,4
Réseau principal au Canada	Gazoducs	2015-2016	0,4	—
Réseau de NGTL - North Montney	Gazoducs	2016-2017	1,7	0,2
- Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2018	2,7	0,1
- Autres	Gazoducs	2015-2017	0,5	0,1
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	0,2
			11,7	3,0
<b>Projets de grande échelle, à moyen et long terme</b>				
Upland	Pipelines de liquides	2020	0,6 US	— US
<b>Projets de Keystone</b>				
Keystone XL <sup>3</sup>	Pipelines de liquides	<sup>4</sup>	8,0 US	2,4 US
Terminal Hardisty de Keystone	Pipelines de liquides	<sup>4</sup>	0,3	0,2
<b>Projets Énergie Est</b>				
Énergie Est <sup>5</sup>	Pipelines de liquides	2020	12,0	0,7
Réseau principal Est	Gazoducs	2019	1,5	—
<b>Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique</b>				
Coastal GasLink	Gazoducs	2019+	4,8	0,3
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	2020	5,0	0,4
Réseau de NGTL - Merrick	Gazoducs	2020	1,9	—
			34,1	4,0
			45,8	7,0

1 Correspond à notre participation de 50 %.

2 Date de mise en service à harmoniser en fonction des exigences de l'industrie.

3 Coût estimatif du projet en fonction du moment de l'obtention du permis présidentiel.

4 Environ deux ans à partir de la date de réception du permis de Keystone XL.

5 À l'exclusion du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

## Perspectives

Les perspectives quant aux résultats de 2015 sont les mêmes que celles énoncées dans le rapport annuel de 2014. Pour plus de renseignements au sujet de nos perspectives, voir le rapport de gestion compris dans notre rapport annuel de 2014.

## Gazoducs

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	807	759	1 681	1 607
Amortissement comparable <sup>1</sup>	(282)	(263)	(561)	(525)
<b>BAI comparable</b>	<b>525</b>	<b>496</b>	<b>1 120</b>	<b>1 082</b>
Postes particuliers <sup>2</sup>	—	—	—	—
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>525</b>	<b>496</b>	<b>1 120</b>	<b>1 082</b>

1 L'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ».

2 Aucun élément précis n'est compris dans ces périodes.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a progressé de 29 millions de dollars et de 38 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014 et est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Gazoducs au Canada</b>				
Réseau principal au Canada	321	312	587	627
Réseau de NGTL	227	205	449	424
Foothills	28	27	55	54
Autres gazoducs au Canada <sup>1</sup>	7	5	14	10
<b>BAIIA comparable des gazoducs au Canada</b>	<b>583</b>	<b>549</b>	<b>1 105</b>	<b>1 115</b>
Amortissement comparable	(211)	(204)	(420)	(407)
<b>BAII comparable des gazoducs au Canada</b>	<b>372</b>	<b>345</b>	<b>685</b>	<b>708</b>
<b>Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b> (en dollars US)				
ANR	35	33	123	111
TC PipeLines, LP <sup>1,2</sup>	25	21	51	47
Great Lakes <sup>3</sup>	7	9	27	28
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison <sup>4</sup> , Iroquois <sup>1</sup> , GTN <sup>5</sup> , Portland <sup>6</sup> )	12	29	53	74
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	47	49	94	74
Échelle internationale et autres <sup>1,7</sup>	2	(1)	4	(2)
Participations sans contrôle <sup>8</sup>	66	54	140	127
<b>BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b>	<b>194</b>	<b>194</b>	<b>492</b>	<b>459</b>
Amortissement comparable	(57)	(54)	(114)	(108)
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale</b>	<b>137</b>	<b>140</b>	<b>378</b>	<b>351</b>
Incidence du change	30	13	89	34
<b>BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)</b>	<b>167</b>	<b>153</b>	<b>467</b>	<b>385</b>
<b>BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires</b>	<b>(14)</b>	<b>(2)</b>	<b>(32)</b>	<b>(11)</b>
<b>BAII comparable du secteur des gazoducs</b>	<b>525</b>	<b>496</b>	<b>1 120</b>	<b>1 082</b>

- 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. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.
- 2 En août 2014, TC Pipelines, LP a instauré son programme d'émission d'actions au cours du marché, ce qui réduit, lorsqu'il est utilisé, notre participation dans TC Pipelines, LP. Le 1<sup>er</sup> octobre 2014, nous avons vendu notre participation résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP. Le 1<sup>er</sup> avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP. Les données ci-après indiquent notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Bison et Great Lakes, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation au			
	30 juin 2015	1 <sup>er</sup> avril 2015	1 <sup>er</sup> octobre 2014	1 <sup>er</sup> janvier 2014
TC PipeLines, LP	28,2	28,3	28,3	28,9
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
Bison	28,2	28,3	28,3	20,2
GTN	28,2	28,3	19,8	20,2
Great Lakes	13,1	13,1	13,1	13,4

- 3 Ces données représentent notre participation directe de 53,6 %. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.
- 4 Depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2014, nous n'avons aucune participation directe dans Bison. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1<sup>er</sup> juillet 2013.
- 5 Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, nous n'avons aucune participation directe dans GTN. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1<sup>er</sup> juillet 2013.

- 6 Ces données représentent notre participation de 61,7 %.
- 7 Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Gas Pacifico/INNERGY et de TransGas, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.
- 8 Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP et de Portland dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

## GAZODUCS AU CANADA

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon le RCA approuvé, la base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé, les revenus incitatifs ou les pertes et certains frais financiers. 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.

## BÉNÉFICE NET – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE AU CANADA

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Réseau principal au Canada	67	58	114	124
Réseau de NGTL	66	58	130	121
Foothills	4	4	8	8

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 9 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période de 2014 en raison des revenus incitatifs enregistrés au deuxième trimestre de 2015, à la suite de l'approbation par l'ONÉ, en juin 2015, du dépôt de conformité pour les tarifs des services de transport du réseau principal de 2015 à 2020. Cette hausse a été partiellement contrebalancée par le RCA inférieur, soit 10,10 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % en 2015, comparativement à un RCA de 11,50 % en 2014, et par une base d'investissement moins élevée en 2015. Le bénéfice net a diminué de 10 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison d'une baisse du RCA et d'une base d'investissement moins élevée en 2015, éléments contrebalancés en partie par les revenus incitatifs enregistrés au deuxième trimestre de 2015.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé respectivement de 8 millions de dollars et de 9 millions de dollars, comparativement aux mêmes périodes en 2014, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée et de l'absence de pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réalisées en 2015.

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

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale est demeuré inchangé pour le trimestre clos le 30 juin 2015 et a augmenté de 33 millions de dollars US pendant le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période en 2014. Cette progression, depuis le début de l'exercice, est attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supérieur découlant du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014;
- la hausse des revenus de transport de l'axe sud-est du pipeline d'ANR et le règlement conclu au premier trimestre de 2015 entre ANR et un producteur en raison de dommages causés à un pipeline d'ANR, facteurs partiellement contrebalancés par l'accroissement des dépenses relatives aux travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines.

Le raffermissement du dollar américain a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations aux États-Unis et à l'étranger en dollars canadiens.

**AMORTISSEMENT COMPARABLE**

L'amortissement comparable a progressé de 19 millions de dollars et de 36 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, comparativement aux mêmes périodes en 2014, principalement en raison de l'amortissement relatif au prolongement de Tamazunchale, du relèvement de la base d'investissement sur le réseau de NGTL et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

**EXPANSION DES AFFAIRES**

Les charges d'expansion des affaires ont augmenté de 12 millions de dollars et de 21 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, en raison surtout de l'intensification des activités d'expansion des affaires.

**DONNÉES SUR L'EXPLOITATION - GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE**

semestre clos les 30 juin (non audité)	Réseau principal au Canada <sup>1</sup>		Réseau de NGTL <sup>2</sup>		ANR <sup>3</sup>	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	4 925	5 667	6 505	6 179	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi <sup>3</sup> )						
Total	864	842	1 948	1 996	862	863
Moyenne quotidienne	4,8	4,7	10,8	11,0	4,8	4,8

- 1 Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour le semestre clos le 30 juin 2015, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 564 Gpi<sup>3</sup> (599 Gpi<sup>3</sup> en 2014), pour une moyenne quotidienne de 3,1 Gpi<sup>3</sup> (3,3 Gpi<sup>3</sup> en 2014).
- 2 Pour le semestre clos le 30 juin 2015, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL se sont chiffrés à 2 006 Gpi<sup>3</sup> (1 879 Gpi<sup>3</sup> en 2014), pour une moyenne quotidienne de 11,1 Gpi<sup>3</sup> (10,4 Gpi<sup>3</sup> en 2014).
- 3 Selon les tarifs actuels, qui sont approuvés par la FERC, les fluctuations de la base tarifaire moyenne n'influent pas sur les résultats.

## Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	316	249	625	490
Amortissement comparable <sup>1</sup>	(66)	(54)	(129)	(103)
<b>BAII comparable</b>	<b>250</b>	<b>195</b>	<b>496</b>	<b>387</b>
Postes particuliers <sup>2</sup>	—	—	—	—
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>250</b>	<b>195</b>	<b>496</b>	<b>387</b>

1 L'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ».

2 Aucun élément précis n'est compris dans ces périodes.

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 55 millions de dollars et de 109 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014 et est équivalent au BAII comparable, présenté ci-dessous avec le BAIIA comparable.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Réseau d'oléoducs Keystone	320	256	634	504
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	(4)	(7)	(9)	(14)
<b>BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides</b>	<b>316</b>	<b>249</b>	<b>625</b>	<b>490</b>
Amortissement comparable	(66)	(54)	(129)	(103)
<b>BAII comparable du secteur des pipelines de liquides</b>	<b>250</b>	<b>195</b>	<b>496</b>	<b>387</b>

<b>BAII comparable libellé comme suit :</b>				
Dollars CA	56	50	117	99
Dollars US	158	133	307	262
Incidence du change	36	12	72	26
	<b>250</b>	<b>195</b>	<b>496</b>	<b>387</b>

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 bénéfice supplémentaire.

Le BAIIA comparable du réseau d'oléoducs Keystone s'est accru de 64 millions de dollars et de 130 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 par rapport aux mêmes périodes en 2014. Cette augmentation est attribuable principalement aux éléments suivants :

- l'accroissement des volumes non liés à des contrats;
- le résultat supplémentaire découlant du prolongement de l'oléoduc sur la côte du golfe, mis en service vers la fin de janvier 2014;
- le raffermissement du dollar américain et à son effet positif sur l'incidence du change.

### AMORTISSEMENT COMPARABLE

L'amortissement comparable a progressé de 12 millions de dollars et de 26 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, en raison de la mise en service du prolongement de l'oléoduc sur la côte du golfe et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

## Énergie

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR).

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	272	231	660	576
Amortissement comparable <sup>1</sup>	(84)	(77)	(169)	(154)
<b>BAII comparable</b>	<b>188</b>	<b>154</b>	<b>491</b>	<b>422</b>
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Gain à la vente de Cancarb	—	108	—	108
Résiliation du contrat avec Niska	—	(41)	—	(41)
Activités de gestion des risques	79	(5)	(10)	(16)
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>267</b>	<b>216</b>	<b>481</b>	<b>473</b>

1 L'amortissement comparable est l'équivalent de la mesure conforme aux PCGR « amortissement ».

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a augmenté de 51 millions de dollars et de 8 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes de 2014 et il comprend les gains et les pertes non réalisés découlant des activités de gestion des risques qui suivent :

Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	29	(2)	7	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	51	(9)	(17)	(11)
Stockage de gaz naturel	(1)	6	—	(3)
<b>Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>79</b>	<b>(5)</b>	<b>(10)</b>	<b>(16)</b>

Les écarts sur douze mois observés sur ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz et l'énergie et le volume de nos positions pour ces dérivés pour une certaine période. Cependant, ils ne reflètent pas fidèlement les gains et les pertes qui seront réalisés au moment du règlement ou l'effet compensateur des autres transactions de produits dérivés ou non dérivés qui composent notre entreprise en général. Par conséquent, nous estimons qu'ils ne sont pas représentatifs de nos activités sous-jacentes.

Une part importante des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques relatives aux installations énergétiques aux États-Unis du deuxième trimestre de 2015 provient de la reprise de pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques provenant de nos activités de commercialisation de l'énergie constatées au premier trimestre de 2015. Pour obtenir plus de renseignements sur le moment de la constatation des résultats en question, prière de se reporter à la rubrique du présent rapport de gestion qui porte sur les installations énergétiques aux États-Unis.

Les gains des installations énergétiques au Canada provenant des activités de gestion des risques au deuxième trimestre de 2015 résultent des prix à terme de l'électricité supérieurs en Alberta au 30 juin 2015.

Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est l'équivalent du BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA, sont examinés ci-dessous.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Installations énergétiques au Canada</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	34	46	49	118
Installations énergétiques de l'Est	91	70	222	163
Bruce Power	66	24	145	88
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada<sup>1</sup></b>				
Amortissement comparable	(46)	(45)	(94)	(89)
<b>BAII comparable des installations énergétiques au Canada<sup>1</sup></b>				
<b>Installations énergétiques aux États-Unis</b> (en dollars US)				
<b>BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis</b>				
Amortissement comparable	(28)	(27)	(55)	(54)
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis</b>				
Incidence du change	8	6	32	11
<b>BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)</b>				
	44	67	174	131
<b>BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres</b>				
Amortissement comparable	(3)	(3)	(6)	(6)
<b>BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres</b>				
	3	(1)	3	23
<b>BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires</b>				
	(4)	(7)	(8)	(12)
<b>BAII comparable du secteur de l'énergie<sup>1</sup></b>				
	188	154	491	422

1 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 41 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période en 2014, un effet net des éléments suivants :

- le résultat supérieur provenant de l'accroissement des volumes de Bruce Power en raison de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce A, neutralisé en partie par les volumes inférieurs de Bruce B en raison du nombre supérieur de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison du résultat supplémentaire des installations d'énergie solaire en Ontario acquises au deuxième semestre de 2014 et de l'accroissement du résultat de Cartier énergie éolienne;
- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable au moment de la constatation du résultat tiré de certains contrats provenant de nos activités de commercialisation de l'énergie, qui reflète les différences dans les profils de prix de l'énergie que nous facturons au client et ceux que nous payons pour les volumes achetés;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des moindres volumes aux termes de CAE.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a progressé de 84 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période en 2014, un effet net des éléments suivants :

- le relèvement du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée, de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et de l'augmentation du résultat des installations d'énergie solaire en Ontario acquises en 2014;

- le résultat supérieur provenant de l'accroissement des volumes de Bruce Power en raison de la diminution du nombre de jours d'arrêt d'exploitation à Bruce A, neutralisé en partie par le recul des volumes de Bruce B en raison du nombre supérieur de jours d'arrêt d'exploitation prévus;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à l'accroissement des marges et des volumes des ventes aux clients de gros, commerciaux et industriels, laquelle a été principalement contrebalancée par la baisse du résultat provenant des actifs productifs aux États-Unis principalement en raison de l'incidence de la baisse des prix réalisés pour l'électricité;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des moindres volumes aux termes de CAE;
- le bénéfice moindre tiré du stockage de gaz naturel par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel;
- le raffermissement du dollar américain et à son effet positif sur l'incidence du change.

## INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

### Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Produits<sup>1</sup></b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	178	160	286	341
Installations énergétiques de l'Est	114	88	239	230
Autres <sup>2</sup>	3	6	48	57
	<b>295</b>	<b>254</b>	<b>573</b>	<b>628</b>
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>3</sup>	10	8	15	28
Achats de produits de base revendus	(93)	(90)	(183)	(191)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(58)	(58)	(127)	(186)
Exclusion faite des activités de gestion des risques <sup>1</sup>	(29)	2	(7)	2
<b>BAIIA comparable</b>	<b>125</b>	<b>116</b>	<b>271</b>	<b>281</b>
Amortissement comparable	(46)	(45)	(94)	(89)
<b>BAII comparable</b>	<b>79</b>	<b>71</b>	<b>177</b>	<b>192</b>
<b>Ventilation du BAIIA comparable</b>				
Installations énergétiques de l'Ouest	34	46	49	118
Installations énergétiques de l'Est	91	70	222	163
<b>BAIIA comparable</b>	<b>125</b>	<b>116</b>	<b>271</b>	<b>281</b>

- 1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Est et de l'Ouest. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.
- 2 Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée, de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique de Cancarb jusqu'au 15 avril 2014, date de sa vente.
- 3 Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part du bénéfice ne comprend pas les résultats liés à nos activités de gestion des risques.

### Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

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

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Volumes des ventes (en GWh)</b>				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	650	611	1 287	1 220
Installations énergétiques de l'Est	739	596	2 062	1 873
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness et autres <sup>1</sup>	2 472	2 598	4 860	5 398
Autres achats	20	2	28	7
	<b>3 881</b>	<b>3 807</b>	<b>8 237</b>	<b>8 498</b>
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	1 794	2 434	3 439	4 895
Installations énergétiques de l'Est	739	596	2 062	1 873
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	1 348	777	2 736	1 730
	<b>3 881</b>	<b>3 807</b>	<b>8 237</b>	<b>8 498</b>
<b>Capacité disponible des centrales<sup>2</sup></b>				
Installations énergétiques de l'Ouest <sup>3</sup>	97 %	94 %	97 %	95 %
Installations énergétiques de l'Est <sup>4,5</sup>	98 %	73 %	98 %	86 %

1 Ces données tiennent compte de notre participation de 50 % dans les volumes de Sundance B par le truchement d'ASTC Power Partnership.

2 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

3 Ces données excluent les installations qui nous fournissent de l'électricité aux termes de CAE.

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

5 La capacité disponible accrue des installations électriques de l'Est découle de l'augmentation de la disponibilité de la centrale de Halton Hills en raison d'un arrêt à des fins d'entretien au deuxième trimestre de 2014.

### Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a diminué de 12 millions de dollars et de 69 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014. La baisse est attribuable à une diminution des prix réalisés, aux moindres volumes aux termes de CAE et à la baisse du résultat suivant la vente de Cancarb, en avril 2014.

Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a augmenté de 36 % pour le trimestre clos le 30 juin 2015, passant de 42 \$ le MWh à 57 \$ le MWh, et a baissé de 17 % pour le semestre clos le 30 juin 2015, passant de 52 \$ le MWh à 43 \$ le MWh, par rapport aux périodes correspondantes de 2014. Des arrêts d'exploitation imprévus, la baisse de la production éolienne et une hausse de la demande d'électricité provenant des conditions météorologiques ont entraîné une augmentation des prix moyens au comptant de l'électricité au deuxième trimestre de 2015. Les prix réalisés pour l'électricité vendue peuvent être supérieurs ou inférieurs aux prix de l'électricité sur le marché au comptant à un moment précis à la suite des activités de passation de contrats.

Même si les prix moyens au comptant de l'électricité ont augmenté en Alberta au deuxième trimestre de 2015, l'offre est restée bonne sur le marché. La baisse des prix au comptant de l'électricité devrait se poursuivre à court terme en 2015. Les résultats des installations énergétiques de l'Ouest en 2015 devraient donc être inférieurs à ceux de 2014. À plus long terme, nous prévoyons que les prix remonteront lorsque les surplus d'approvisionnement seront absorbés par la croissance de la demande d'énergie et lorsque l'infrastructure vieillissante sera mise hors service.

Cinquante-sept pour cent des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont eu lieu aux termes de contrats au deuxième trimestre de 2015, comparativement à 76 % au deuxième trimestre de 2014.

### Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a progressé de 21 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période en 2014, surtout en raison du résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises en 2014 et de l'accroissement des produits de Cartier énergie éolienne.

Le BAIIA comparable pour les installations énergétiques de l'Est s'est accru de 59 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison surtout des produits tirés de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée, de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et du résultat supplémentaire provenant des installations d'énergie solaire acquises au second semestre de 2014.

### BRUCE POWER

Quote-part nous revenant

(non audité - en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation<sup>1</sup></b>				
Bruce A	91	(2)	147	47
Bruce B	(25)	26	(2)	41
	66	24	145	88
Comprend ce qui suit :				
Produits	316	265	647	565
Charges d'exploitation	(167)	(164)	(339)	(321)
Amortissement et autres	(83)	(77)	(163)	(156)
	66	24	145	88
<b>Bruce Power - Données complémentaires</b>				
Capacité disponible des centrales <sup>2</sup>				
Bruce A	98 %	64 %	94 %	72 %
Bruce B	54 %	93 %	75 %	89 %
Capacité cumulée de Bruce Power	75 %	79 %	84 %	82 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	—	84	39	84
Bruce B	160	25	160	74
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	11	45	11	105
Bruce B	2	—	11	—
Volumes des ventes (en GWh) <sup>1</sup>				
Bruce A	3 146	2 047	5 965	4 574
Bruce B	1 219	2 096	3 384	4 020
	4 365	4 143	9 349	8 594
Prix de vente réalisé par MWh <sup>3</sup>				
Bruce A	73 \$	72 \$	73 \$	71 \$
Bruce B	53 \$	55 \$	53 \$	55 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	66 \$	62 \$	64 \$	62 \$

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 incluent la production réputée.

2 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 de Bruce B comprennent les produits reçus conformément au mécanisme de prix plancher et conformément aux règlements de contrat.

La quote-part du bénéfice de Bruce A a augmenté de 93 millions de dollars et de 100 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes de 2014. Ces augmentations sont principalement attribuables à la hausse des volumes provenant de la diminution du nombre de jours d'arrêt prévus et non prévus.

La quote-part du bénéfice de Bruce B a chuté de 51 millions de dollars et de 43 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes de 2014, principalement en raison de la baisse des volumes découlant du nombre supérieur de jours d'arrêt d'exploitation prévus. En avril 2015, tous les réacteurs de Bruce B ont été mis hors service pour permettre l'inspection du bâtiment sous vide de Bruce B, inspection qui doit avoir lieu environ une fois tous les dix ans, selon les exigences de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. L'inspection, de même que l'entretien prévu du réacteur 6, ont été effectués avec succès au deuxième trimestre de 2015.

Aux termes d'un contrat conclu avec la SIERE, toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh qui est ajusté le 1<sup>er</sup> avril de chaque année en fonction de l'inflation.

<b>Prix fixe de Bruce A</b>	<b>par MWh</b>
Du 1 <sup>er</sup> avril 2015 au 31 mars 2016	73,42 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$

Aux termes du même contrat, toute l'électricité produite par les réacteurs de Bruce B est assujettie à un prix plancher ajusté le 1<sup>er</sup> avril de chaque année en fonction de l'inflation.

<b>Prix plancher de Bruce B</b>	<b>par MWh</b>
Du 1 <sup>er</sup> avril 2015 au 31 mars 2016	54,13 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour Bruce B doivent être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant est supérieur au prix plancher. Nous prévoyons que les prix au comptant de l'électricité demeureront sous le prix plancher tout au long de 2015. Par conséquent, aucun montant reçu conformément au mécanisme de prix plancher en 2015 ne devrait être remboursé. Les montants reçus au-delà de celui-ci au premier trimestre de 2014 ont été remboursés à la SIERE en janvier 2015.

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.

Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE met un frein à la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix fixe, le prix plancher ou le prix sur le marché au comptant qui s'applique aux termes du contrat.

Les pourcentages de capacité globale disponible pour 2015 devraient se situer autour de 85 % pour Bruce A et Bruce B. En juillet 2015, une période d'arrêt supplémentaire a commencé en raison de travaux à effectuer sur le réacteur 4 de Bruce A. Les travaux devraient durer environ trois mois.

**INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS**

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Produits</b>				
Installations énergétiques <sup>1</sup>	379	311	984	1 054
Capacité	88	96	155	166
	467	407	1 139	1 220
Achats de produits de base revendus	(271)	(218)	(747)	(767)
Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>2</sup>	(91)	(109)	(208)	(289)
Exclusion faite des activités de gestion des risques <sup>1</sup>	(41)	8	13	10
<b>BAIIA comparable</b>	<b>64</b>	<b>88</b>	<b>197</b>	<b>174</b>
Amortissement comparable	(28)	(27)	(55)	(54)
<b>BAII comparable</b>	<b>36</b>	<b>61</b>	<b>142</b>	<b>120</b>

- 1 Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés 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. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés compris dans les produits sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.
- 2 Ces données comprennent le coût du combustible utilisé pour la production.

**Volumes des ventes et capacité disponible des centrales**

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Volumes des ventes physiques (en GWh)</b>				
Offre				
Électricité produite	2 135	2 006	3 049	3 244
Achats	4 211	2 712	8 881	5 961
	6 346	4 718	11 930	9 205
<b>Capacité disponible des centrales<sup>1,2</sup></b>	<b>77 %</b>	<b>89 %</b>	<b>69 %</b>	<b>87 %</b>

- 1 Le pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.
- 2 La capacité disponible des centrales a été moins élevée au trimestre et au semestre clos le 30 juin 2015 qu'aux mêmes périodes en 2014 en raison d'une interruption de service imprévue aux installations de Ravenswood.

**Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires**

(non audité)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollar US par MWh)</b>				
Nouvelle-Angleterre <sup>1</sup>	25	40	55	93
New York <sup>2</sup>	28	41	51	88
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant <sup>2</sup> (en dollars US par kilowatt par mois)	12,92	15,81	10,63	12,72

- 1 Prix au carrefour du Massachusetts, toutes les heures, de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre.
- 2 Ces données représentent le secteur J de New York, où sont situées les installations de Ravenswood.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a baissé de 24 millions de dollars US pour le trimestre clos le 30 juin 2015 par rapport à la même période en 2014, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le moment de la constatation du résultat tiré de certains contrats provenant de nos activités de commercialisation de l'énergie, qui reflète les différences entre les prix de l'énergie que nous facturons au client et ceux que nous payons pour les volumes achetés;

- le recul des prix de capacité réalisés de New York;
- l'augmentation des marges et la hausse des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a progressé de 23 millions de dollars US pour le semestre clos le 30 juin 2015 par rapport à la même période en 2014, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des marges et la hausse des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel;
- le recul des prix de capacité réalisés de New York;
- la baisse des prix réalisés pour l'électricité et celle de la production à nos installations à New York et en Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancées par la baisse des coûts du combustible.

Différents profils de prix influent sur le moment où nous constatons le résultat tiré des activités de commercialisation provenant de certains contrats de nos installations énergétiques aux États-Unis, notamment les prix que nous facturons à nos clients et ceux que nous payons pour les volumes achetés afin de remplir nos obligations de vente sur la durée des contrats. Les coûts liés aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité auprès des clients des secteurs de gros, commercial et industriel tiennent compte de certains contrats d'achat d'électricité sur plusieurs périodes et à prix unique. Puisque le prix que nous facturons à nos clients est généralement caractérisé par le marché, l'incidence de ces deux profils de prix contractuel donne généralement lieu à un résultat plus élevé de janvier à mars, contré par une baisse du résultat entre avril et décembre, avec des marges positives globales réalisées aux termes des contrats. En raison de la hausse des prix du gaz naturel et de l'électricité à l'hiver 2014 et de l'incidence de la tarification sur les contrats conclus en 2015 sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, les différences ont été plus importantes en 2015. Comme il en a été fait mention dans notre rapport aux actionnaires du premier trimestre de 2015, la majeure partie du relèvement du résultat au premier trimestre a été contrebalancée par la baisse de ce dernier au deuxième trimestre.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont affiché une baisse marquée pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 par rapport aux mêmes périodes en 2014. En Nouvelle-Angleterre, les prix au comptant de l'électricité pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 ont chuté respectivement de 38 % et de 41 % comparativement aux mêmes périodes en 2014. À New York, les prix au comptant de l'électricité ont faibli respectivement de 32 % et de 42 % pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, le prix de capacité sur le marché au comptant à New York a diminué en moyenne de respectivement 18 % et 16 % comparativement aux mêmes périodes en 2014. Les baisses du prix du mazout et l'augmentation de la disponibilité du gaz naturel liquéfié pendant l'hiver 2015 ont contribué à atténuer l'incidence des contraintes pipelinaires et à limiter les pointes de prix marquées par rapport à l'hiver 2014. Le recul des prix des produits de base et l'atténuation de la volatilité des prix ont fait augmenter les marges sur vente aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel en réduisant les coûts liés aux volumes achetés pour respecter les engagements en matière de ventes d'électricité envers ces derniers.

Les volumes physiques d'électricité et les volumes achetés d'électricité vendus aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ont été plus élevés que pour les mêmes périodes en 2014.

Au 30 juin 2015, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats pour quelque 2 900 GWh d'électricité, ou 58 % de leur production prévue, pour le reste de 2015, et pour environ 3 800 GWh, ou 40 % de leur production prévue, pour 2016. La production prévue fluctue en fonction des conditions hydrologiques et éoliennes, des prix des produits de base et de la répartition des actifs en découlant. Les ventes d'électricité fluctuent en fonction de la consommation des clients.

## **STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES**

Le BAIIA comparable a augmenté de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2015 et a diminué de 20 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014. La diminution observée pour le semestre clos le 30 juin 2015 est principalement attribuable à la baisse des produits tirés du stockage par suite de la réduction des écarts des prix du gaz naturel réalisés. L'extrême volatilité des prix du gaz naturel au premier trimestre de 2014 ne s'est pas répétée au premier trimestre de 2015.

## Faits récents

### GAZODUCS

#### Gazoducs réglementés au Canada

##### Réseau de NGTL

Le réseau de NGTL possède environ 6,8 milliards de dollars d'installations liées à l'offre et à la demande en cours d'aménagement. Au deuxième trimestre de 2015, nous avons poursuivi l'avancement de plusieurs projets d'investissement et nous comptons présenter des demandes pour d'autres installations dans le cadre du programme d'ici la fin de 2015. Nous avons également reçu d'autres demandes de services de réception garantie, lesquelles devraient entraîner une hausse des dépenses en immobilisations totales du réseau de NGTL au-delà des prévisions annoncées antérieurement pour le programme et nous continuons de travailler avec nos clients pour mieux répondre à leurs exigences relatives aux dates de mise en service en 2016, 2017 et 2018.

##### Réseau principal North Montney

Le 15 avril 2015, l'ONÉ a publié un rapport recommandant au gouvernement fédéral d'approuver le projet de canalisation principale North Montney, de 1,7 milliard de dollars, qui se traduira par une nouvelle capacité importante sur le réseau NGTL, ce qui permettra de répondre aux exigences en matière de transport liées à l'accroissement rapide de la mise en valeur des ressources de gaz naturel dans le bassin de Montney, situé dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Le projet permettra aux ressources du bassin de Montney et du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien d'accéder aux marchés du gaz naturel en place et futurs, y compris des marchés de GNL.

Le projet de canalisation principale North Montney sera formé de deux tronçons de gazoduc de 42 pouces de diamètre, Aitken Creek et Kahta, pour un total de quelque 301 km (187 milles) de longueur; seront également compris les installations de comptage, l'emplacement des vannes et les installations de compression. Le projet inclut également un point de raccordement avec notre projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert permettant de fournir du gaz naturel à l'installation de liquéfaction et d'exportation de GNL proposée de Pacific NorthWest (« PNW »), non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique. Nous nous attendons à ce que la mise en service du tronçon d'Aitken Creek ait lieu en 2016 et celle du tronçon de Kahta, en 2017.

L'ONÉ a également approuvé la conception des droits intégrée demandée pour une période de transition, à certaines conditions que nous évaluons à l'heure actuelle. Après la période de transition, nous pourrions soit soumettre une méthode de tarification révisée à l'ONÉ, soit appliquer des droits calculés à part pour le projet. Nous demanderons aux expéditeurs d'aider à déterminer une approche appropriée qui répond le mieux aux exigences du marché.

Le gouvernement fédéral a approuvé les recommandations du rapport de l'ONÉ. Le 11 juin 2015, l'organisme a délivré un certificat d'utilité publique afin de permettre au projet d'aller de l'avant sous réserve de certaines modalités. Selon l'une de ces modalités, la construction du projet de canalisation principale North Montney peut commencer uniquement après la confirmation de la réception d'une DIF à l'égard du projet proposé de PNW LNG et que nous allons de l'avant avec la construction du projet TGPR.

#### Réseau principal au Canada

##### **Dépôt de conformité relatif aux tarifs pour les services de transport du réseau principal au Canada de 2015 à 2020**

Le 31 mars 2015, nous avons effectué un dépôt de conformité relatif aux tarifs en réponse à la décision RH-001-2014 rendue en novembre 2014 par l'ONÉ. Le 12 juin 2015, l'ONÉ a approuvé la demande de droits conforme à la décision sans modification. Ces droits définitifs sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2015, ce qui a notamment permis la constatation de revenus incitatifs, tels qu'approuvés par l'ONÉ.

##### **Projet de pipeline de raccordement King's North**

Le 2 juin 2015, l'ONÉ a approuvé la construction du projet de pipeline de raccordement King's North afin d'augmenter la capacité de transfert de gaz dans la région du Grand Toronto et d'offrir la souplesse nécessaire aux expéditeurs pour gérer l'offre croissante de gaz du bassin de Marcellus, dans le Nord-Est des États-Unis. Le projet devrait coûter environ 220 millions de dollars et devrait en service d'ici le troisième trimestre de 2016.

## Gazoducs aux États-Unis

### Vente de GTN Pipeline à TC PipeLines, LP

Le 1<sup>er</sup> avril 2015, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 30 % dans Gas Transmission Northwest LLC (« GTN ») à notre société en commandite principale, TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 446 millions de dollars US plus un ajustement du prix d'achat de 11 millions de dollars US. L'opération de 457 millions de dollars US comporte un versement en trésorerie de 264 millions de dollars US, la prise en charge du montant proportionnel de dette de GTN, à savoir 98 millions de dollars US, et l'émission de nouvelles parts de catégorie B de TC PipeLines, LP pour un montant de 95 millions de dollars US. Les parts de catégorie B nous donnent droit à une distribution en trésorerie correspondant à 30 % des distributions en trésorerie annuelles de GTN compte tenu de certains seuils, soit 100 % des distributions excédant 20 millions de dollars US pendant les cinq premières années et 25 % des distributions excédant 20 millions de dollars US par la suite.

### Projets de gazoducs de GNL

#### Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Au deuxième trimestre de 2015, nous avons reçu de la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC ») six des onze permis visant les pipelines et les installations nécessaires à la construction et à l'exploitation du projet TGPR. Nous attendons les décisions de la BCOGC pour les autres permis au troisième trimestre de 2015.

Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des groupes autochtones installés le long de l'emprise du pipeline. Pendant le trimestre, nous avons annoncé la signature d'ententes de projet avec les Premières nations Gitanyow, Kitselas, Lake Babine, Doig River, Halfway River et Yekooche.

Le 11 juin 2015, la société PNW LNG a annoncé une DIF positive, assujettie à deux conditions, pour le projet proposé d'installation de liquéfaction et d'exportation. La première condition est l'approbation, par l'Assemblée législative de la province, d'une entente de conception de projet entre PNW LNG et la Colombie-Britannique. Cette condition a été remplie à la mi-juillet 2015. La deuxième condition est une décision réglementaire positive de la part du gouvernement du Canada à l'égard de l'évaluation environnementale du projet de PNW LNG.

Sous réserve des résultats du processus réglementaire pour le projet TGPR, nous sommes prêts à entreprendre la construction suivant la confirmation d'une DIF par PNW LNG. La mise en service du projet TGPR est prévue avoir lieu en 2020, mais son calendrier sera harmonisé avec celui de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.

#### Coastal GasLink

Nous avons reçu de la BCOGC huit des dix permis pour les pipelines et les installations nécessaires et prévoyons recevoir les deux autres permis au troisième trimestre de 2015. Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des groupes autochtones installés le long de l'emprise du pipeline. Le 29 juin 2015, nous avons annoncé la signature d'ententes de projet avec les Premières nations du Nord de la Colombie-Britannique Wet'suwet'en, Skin Tyee, Nee-Tahi-Buhn, Yekooche, Doig River et Halfway River.

## PIPELINES DE LIQUIDES

### Latéral et terminal de Houston

La construction du latéral de Houston, sur une distance de 77 km (48 milles), et celle du terminal pétrolier se poursuit, ce qui permettra de prolonger le réseau d'oléoducs Keystone jusqu'aux raffineries de Houston au Texas. La capacité de stockage initiale du terminal devrait s'établir à 700 000 barils de pétrole brut. L'oléoduc et le terminal devraient être achevés au quatrième trimestre de 2015.

Le 14 avril 2015, TransCanada et Magellan Midstream Partners L.P. (« Magellan ») ont annoncé un accord de développement conjoint visant le raccord de notre terminal de Houston et celui de l'est de Houston de Magellan. Nous détiendrons une participation de 50 % du projet d'oléoduc de 50 millions de dollars US, ce qui améliorera l'accès au marché de Houston pour notre réseau d'oléoducs Keystone. L'oléoduc devrait entrer en service vers la fin de 2016, sous réserve des ententes définitives et de la réception des permis et approbations nécessaires.

### Keystone XL

En janvier 2015, le Département d'État des États-Unis a relancé l'examen de l'intérêt national et a demandé aux huit organismes fédéraux y jouant un rôle de déterminer si Keystone XL sert les intérêts nationaux. Tous les organismes ont soumis leurs commentaires.

Le 2 février 2015, l'Environmental Protection Agency (« EPA ») des États-Unis a affiché sur son site Web une lettre de commentaires suggérant, entre autres, que le FSEIS rendu public par le Département d'État n'avait pas intégralement évalué les incidences sur l'environnement de Keystone XL et que, dans le contexte du repli du prix du pétrole brut, Keystone XL pourrait intensifier les taux de production à partir des sables bitumineux et des émissions de gaz à effet de serre. Le 10 février 2015, nous avons transmis une lettre au Département d'État contestant ces commentaires et d'autres commentaires énoncés dans la lettre de l'EPA, mais aussi proposant de collaborer avec le Département d'État pour assurer qu'il dispose de toute l'information pertinente pour lui permettre d'en arriver à la décision d'approuver Keystone XL.

Le 12 février 2015, les tribunaux du comté du Nebraska ont accordé des injonctions temporaires négociées entre la société et le conseil des propriétaires terriens, lesquelles empêchent Keystone d'aller de l'avant avec des affaires de condamnation, et ce, jusqu'à ce que le litige constitutionnel sous-jacent soit résolu. De plus, la constitutionnalité de la décision favorable au nouveau tracé prise par le gouverneur de l'État est contestée devant un tribunal de district du Nebraska.

Le 24 février 2015, le président Obama a opposé son droit de veto au projet de loi du Congrès, qui aurait autorisé la construction de l'oléoduc Keystone au-delà de la frontière internationale. Le président des États-Unis a soutenu que le projet de loi contournait une évaluation finale du Département d'État. L'issue de la demande de permis présidentiel en instance pour le projet Keystone XL et le moment de la réponse demeurent incertains.

Le 29 juin 2015, nous avons fait parvenir une lettre au Département d'État contenant davantage de preuves démontrant que le Canada prend des mesures importantes pour gérer ses émissions de carbone.

La Public Utility Commission du Dakota du Sud a fixé les audiences relatives à la requête de Keystone visant à certifier la validité de notre permis dans cet État au troisième trimestre de 2015.

Les coûts en capital estimatifs pour le projet Keystone XL devraient se chiffrer à environ 8,0 milliards de dollars US. Au 30 juin 2015, nous avons déjà investi 2,4 milliards de dollars US dans ce projet et nous avons capitalisé des intérêts d'un montant de 0,4 milliard de dollars US.

### **Oléoduc Énergie Est**

Le 2 avril 2015, nous avons annoncé que nous n'allions pas procéder à la construction d'un terminal maritime ni d'un réservoir connexe à Cacouna, au Québec, et ce, en raison de la reclassification recommandée des bélugas parmi les espèces menacées. Nous évaluons actuellement d'autres options et les modifications apportées au projet doivent être soumises à l'ONÉ au quatrième trimestre de 2015. Dans l'intervalle, l'ONÉ a continué à traiter le processus de demande.

La modification de la portée du projet et certaines modifications à son calendrier devraient se traduire par une mise en service en 2020. Le coût estimatif initial de 12 milliards de dollars devrait augmenter en raison de l'affinement de la portée à la suite des consultations avec les parties prenantes et de l'accroissement des coûts de construction en fonction des révisions apportées au calendrier.

Des ententes à long terme fermes ont été conclues pour environ 1 million des 1,1 million de b/j de capacité de la canalisation et les discussions avec les expéditeurs se poursuivent.

### **Projet de pipeline Heartland et de terminaux de TC**

Le 7 mai 2015, l'Alberta Energy Regulator a délivré un permis pour l'oléoduc Heartland. La date de mise en service sera fonction des exigences du marché, à savoir l'obtention d'une capacité supplémentaire entre la région de Heartland, près d'Edmonton, en Alberta, et Hardisty, en Alberta.

Les cours du brut sont demeurés faibles, ce qui a poussé bien des producteurs à couper dans leurs dépenses en capital et à retarder leurs projets de sables bitumineux dans l'Ouest canadien. Dans son rapport de 2015 intitulé *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation*, l'Association canadienne des producteurs pétroliers estime que la production de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien continuera à croître, mais à un rythme plus faible que ce qui avait été prévu. Nos pipelines de liquides font l'objet de contrats à long terme. Toutefois, en raison du ralentissement de la croissance de la production de pétrole brut, nos projets en Alberta pourraient également connaître un ralentissement pour réagir aux conditions sur le marché.

### **Pipeline Upland**

Le 22 avril 2015, nous avons déposé aux États-Unis une demande de permis présidentiel pour le pipeline Upland. Le pipeline Upland, de 600 millions de dollars US, est un pipeline pour le transport de pétrole brut de 400 km (240 milles) qui assurera le transport à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et qui se raccordera à l'oléoduc Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan. Sous réserve des approbations réglementaires, nous prévoyons que le pipeline Upland sera mis en service en 2020. Les contrats commerciaux que nous avons conclus pour le pipeline Upland sont conditionnels à la poursuite du projet Oléoduc Énergie Est.

## **ÉNERGIE**

### **Émissions de gaz à effet de serre en Alberta**

Le 25 juin 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une refonte et une mise à jour du règlement provincial Specified Gas Emitters Regulation (SGER) de l'Alberta. Depuis 2007, conformément au SERG, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité à 12 % sous une moyenne de référence établie. Une redevance sur le carbone de 15 \$ la tonne a été établie pour les émissions qui surpassent la cible. Le règlement modifié comprend un resserrement des règles visant les émissions, afin de les ramener à 15 % en 2016 et à 20 % en 2017. Il comprend également la hausse de la redevance sur le carbone pour la faire passer à 20 \$ la tonne en 2016 et à 30 \$ la tonne en 2017. Nos conventions d'achat d'électricité pour les installations Sundance et Sheerness sont également assujetties à ce règlement. Le nombre important de crédits de carbone que nous détenons devrait contrebalancer la majeure partie de la hausse des coûts. Le solde des coûts de conformité devrait être recouvert par une augmentation des prix sur le marché et aux termes de dispositions contractuelles de report.

### **Ravenswood**

À la fin de mai 2015, le réacteur 30 de 972 mégawatts de la centrale de Ravenswood a été remis en service après une panne imprévue survenue en septembre 2014 causée par un problème dans le générateur associé à la turbine à haute pression.

## Autres postes de l'état des résultats

Suivent les rapprochements et les analyses connexes de nos mesures non conformes aux PCGR par rapport aux mesures conformes aux PCGR équivalentes relativement aux autres postes de l'état des résultats.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Intérêts comparables sur la dette à long terme</b> (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	(106)	(113)	(215)	(227)
Libellés en dollars US (en dollars US)	(228)	(216)	(446)	(423)
Incidence du change	(57)	(19)	(105)	(41)
	(391)	(348)	(766)	(691)
Intérêts divers et amortissement	(11)	(12)	(24)	(22)
Intérêts capitalisés	71	63	141	142
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>(331)</b>	<b>(297)</b>	<b>(649)</b>	<b>(571)</b>
Postes particuliers <sup>1</sup>	—	—	—	—
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(331)</b>	<b>(297)</b>	<b>(649)</b>	<b>(571)</b>

1 Aucun élément précis n'est compris dans ces périodes.

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 34 millions de dollars et de 78 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts débiteurs en raison de l'émission des titres d'emprunt suivants :
  - 750 millions de dollars US en mai 2015
  - 750 millions de dollars US en mars 2015
  - 350 millions de dollars US en mars 2015 par TC PipeLines, LP
  - 750 millions de dollars US en janvier 2015
  - 1,25 milliard de dollars US en février 2014
  - une situation partiellement contrebalancée par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars CA et en dollars US;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change sur la charge d'intérêts relative à la dette libellée en dollars US.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Intérêts créditeurs et autres charges comparables</b>	<b>51</b>	<b>29</b>	<b>66</b>	<b>23</b>
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Activités de gestion des risques	30	25	1	23
<b>Intérêts créditeurs et autres charges</b>	<b>81</b>	<b>54</b>	<b>67</b>	<b>46</b>

Les intérêts créditeurs et autres charges comparables ont augmenté de 22 millions de dollars et de 43 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, ce qui est le résultat net :

- de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés, principalement l'oléoduc Énergie Est et nos pipelines au Mexique;
- des pertes supérieures réalisées en 2015 par rapport à 2014 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Charge d'impôts comparable</b>	<b>(185)</b>	(162)	<b>(432)</b>	(386)
Postes particuliers :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(34)	—	(34)	—
Coûts de restructuration	4	—	4	—
Gain à la vente de Cancarb	—	(9)	—	(9)
Résiliation du contrat avec Niska	—	10	—	10
Activités de gestion des risques	(35)	(4)	5	(1)
<b>Charge d'impôts</b>	<b>(250)</b>	(165)	<b>(457)</b>	(386)

La charge d'impôts comparable a augmenté de respectivement 23 millions de dollars et 46 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014. Cette augmentation est attribuable principalement à la hausse du résultat avant les impôts en 2015 par rapport à 2014 ainsi qu'aux variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger, facteurs partiellement contrebalancés par la baisse des impôts transférés en 2015 relativement aux gazoducs réglementés au Canada.

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(40)	(31)	(99)	(85)
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(25)	(48)	(48)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 9 millions de dollars et de 14 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comparativement aux mêmes périodes en 2014, principalement en raison de la vente, à TC PipeLines, LP, de la participation résiduelle de 30 % dans GTN en avril 2015 et dans Bison en octobre 2014, ainsi que de l'incidence de la vigueur du dollar US sur les résultats équivalents en dollars canadiens de TC PipeLines, LP.

## Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du 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. En outre, nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, de l'accès aux marchés financiers, du produit de la vente d'actifs pipeliniers américains de gaz naturel à TC PipeLines, LP, de nos fonds en caisse et d'importantes facilités de crédit confirmées.

### FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Fonds provenant de l'exploitation <sup>1</sup>	1 061	917	2 214	2 019
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(92)	202	(485)	79
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>969</b>	<b>1 119</b>	<b>1 729</b>	<b>2 098</b>

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

Au 30 juin 2015, notre actif à court terme s'élevait à 3,7 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 7,2 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 3,5 milliards de dollars, alors qu'elle était de 4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2014. Cette insuffisance, jugée comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise en croissance, est gérée au moyen :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation;
- de notre accès aux marchés financiers;
- de facilités de crédit non garanties inutilisées d'environ 6,0 milliards de dollars.

### FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Dépenses en immobilisations	(966)	(893)	(1 772)	(1 637)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(172)	(193)	(335)	(297)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(105)	(40)	(198)	(129)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	187	—	187
<b>Montants reportés et autres</b>	<b>89</b>	<b>25</b>	<b>314</b>	<b>72</b>
<b>Sorties nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(1 154)</b>	<b>(914)</b>	<b>(1 991)</b>	<b>(1 804)</b>

En 2015, les dépenses en capital ont été principalement liées aux éléments suivants :

- l'expansion du réseau de NGTL;
- la construction de pipelines au Mexique;
- la construction du pipeline Northern Courier;
- la poursuite des travaux d'expansion du pipeline d'ANR;
- la construction de la centrale énergétique de Napanee.

Nous avons engagé des coûts à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement, principalement en lien avec l'oléoduc Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2015 par rapport à 2014, principalement en raison de notre investissement dans Grand Rapids.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Titres d'emprunt subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	917	—	917	—
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	84	16	2 361	1 380
Remboursements sur la dette à long terme	(867)	(205)	(1 883)	(982)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(749)	225	(470)	(522)
Dividendes et distributions versés	(446)	(412)	(863)	(802)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1	6	11	16
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	27	—	31	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	243	440
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	—	(200)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(1 033)	(370)	347	(670)

## ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Société (non audité - en millions de dollars)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	Juillet 2015	Billets à moyen terme	Juillet 2025	750	3,30 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 US	4,60 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 US	1,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 US	Variable
<b>TC PIPELINES, LP</b>					
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>					
	Juin 2015	Emprunt à terme non garanti	Juin 2019	75 US	Variable

## ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Société (non audité - en millions de dollars)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	Mai 2015	Billets subordonnés de rang inférieur non garantis <sup>1</sup>	Mai 2075	750 US	5,875 % <sup>2</sup>

1 En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur non garantis sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. Ils sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 20 mai 2025, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

2 Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust. Le taux d'intérêt est fixé à 5,875 % par année et sera ajusté tous les trois mois au TIOL majoré de 3,778 % par année à compter de mai 2025 jusqu'en mai 2045; de mai 2045 à mai 2075, le taux d'intérêt sera ajusté au TIOL majoré de 4,528 % par année.

TransCanada Trust (la « fiducie »), notre fiducie de financement détenue à 100 % par notre filiale TCPL, a émis des billets de fiducie de série 2015-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 750 millions de dollars US à l'attention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,625 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie nous a été prêté sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 750 millions de dollars US, assortis d'un taux de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans nos états financiers puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie constituent des créances de TCPL.

## REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Société (non audité - en millions de dollars)	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	3,40 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	0,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 US	4,875 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

## ÉMISSION ET CONVERSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

En juin 2015, les porteurs de 5,5 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 3 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,28 %. Le taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe applicable aux actions privilégiées de série 3 restantes a été ajusté. Il s'établit ainsi à 2,152 % par année pour cinq ans.

En mars 2015, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 10 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 11 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 250 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 11 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 11 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 12 le 30 novembre 2020 et le 30 novembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 12 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,96 %.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence des opérations précitées sur les actions des séries 3, 4 et 11 au 30 juin 2015 :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Nombre d'actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement actuel <sup>1</sup>	Dividende annuel par action <sup>1</sup>	Prix de rachat par action <sup>2</sup>	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en
<b>Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif</b>						
Série 3	8 533	2,152 %	0,538	25,00 \$	30 juin 2020	Série 4
Série 4	5 467	Variable <sup>3</sup>	Variable	25,50 \$	30 juin 2020	Série 3
Série 11	10 000	3,80 %	0,95	25,00 \$	30 novembre 2020	Série 12

- 1 Les porteurs des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif ont droit à un dividende trimestriel préférentiel fixe et cumulatif, lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil (exception faite des actions privilégiées de série 4). Les porteurs d'actions privilégiées de série 4 ont droit à un dividende préférentiel cumulatif trimestriel à taux variable lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil.
- 2 TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.
- 3 À compter du 30 juin 2015, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 4 est de 1,945 % et il sera ajusté chaque trimestre.

Le produit net des émissions susmentionnées de titres d'emprunt et d'actions privilégiées de série 11 a servi à des fins générales et a permis de réduire la dette à court terme de la société.

## PROGRAMME D'ÉMISSION D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ DE TC PIPELINES, LP

Du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin 2015, 0,4 million de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 25 millions de dollars US. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminuera à la suite d'émission de titres dans le cadre du programme au cours du marché.

## DIVIDENDES

Le 30 juillet 2015, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

### Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,52 \$ par action

Payable le 30 octobre 2015 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2015

### Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,204125 \$

Série 2 0,16289041 \$

Série 3 0,1345 \$

Série 4 0,12256164 \$

Payable le 30 septembre 2015 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 août 2015

Série 5 0,275 \$

Série 7 0,25 \$

Série 9 0,265625 \$

Payable le 30 octobre 2015 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 septembre 2015

Série 11 0,2375 \$

Payable le 31 août 2015 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 12 août 2015

## INFORMATION SUR LES ACTIONS

au 27 juillet 2015

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	709 millions	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	14 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	En circulation	Pouvant être exercées
	10 millions	6 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, à d'autres fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et l'accès à des liquidités supplémentaires.

Au 30 juin 2015, nous disposions de facilités de crédit non garanties de quelque 7 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 2019
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 2015
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 2015
1,4 milliard de dollars	0,6 milliard de dollars	TCPL, TCPL USA	Lignes à vue permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 30 juin 2015, nous avons prélevé 0,8 milliard de dollars en lettres de crédit aux termes de ces lignes.	À vue

Au 30 juin 2015, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à 0,6 milliard de dollars.

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 ».

## OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements en capital ont diminué d'environ 0,2 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2014, en raison de l'achèvement ou de l'avancement des projets d'investissement. Cette diminution a été partiellement contrebalancée par de nouveaux engagements relatifs aux installations de production de Napanee. Nos autres obligations d'achat ont augmenté d'environ 0,1 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2014, principalement en raison de l'augmentation des obligations relatives à l'achat de produits de base et des contrats de technologie et de communication. Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au deuxième trimestre de 2015 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 de 2014 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

## Risques et instruments financiers

Nous sommes exposés au risque d'illiquidité, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de marché et c'est pourquoi nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites en vue d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale. Ces mesures sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés et les risques connexes sont conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2014 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 2014.

### 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, dans des conditions tant 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;
- aux placements en portefeuille;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- aux liquidités et 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 d'identification spécifique. Au 30 juin 2015, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante ni aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était un montant à recevoir de respectivement 222 millions de dollars (178 millions de dollars US) et 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) au 30 juin 2015 et au 31 décembre 2014. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

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

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. La majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Nous avons une dette assortie d'un taux d'intérêt variable et des actions privilégiées (série 2 et série 4) portant intérêt à taux 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 des swaps de taux d'intérêt.

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

<b>trimestre clos le 30 juin 2015</b>	<b>1,23</b>
trimestre clos le 30 juin 2014	1,09
<b>semestre clos le 30 juin 2015</b>	<b>1,24</b>
semestre clos le 30 juin 2014	1,10

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.

**Principaux montants libellés en dollars US**

(non audité - en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	137	140	378	351
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	158	133	307	262
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	36	61	142	120
Intérêts débiteurs sur la dette à long terme libellée en dollars US	(228)	(216)	(446)	(423)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	29	43	60	95
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	(54)	(53)	(133)	(132)
	<b>78</b>	<b>108</b>	<b>308</b>	<b>273</b>

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

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, ainsi qu'à des contrats de change à terme et libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts. Les justes valeurs et valeurs nominales des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité - en millions de dollars)	30 juin 2015		31 décembre 2014	
	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal ou en capital
<b>Actif (passif)</b>				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2015 à 2019) <sup>2</sup>	(560)	2 500 US	(431)	2 900 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2015)	(39)	1 572 US	(28)	1 400 US
	<b>(599)</b>	<b>4 072 US</b>	<b>(459)</b>	<b>4 300 US</b>

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars (gains de 5 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour les périodes respectives en 2014) 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)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Valeur comptable	19 500 (15 600 US)	17 000 (14 700 US)
Juste valeur	21 400 (17 200 US)	19 000 (16 400 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)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Autres actifs à court terme	23	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	1
Créditeurs et autres	(269)	(155)
Autres passifs à long terme	(354)	(310)
	(599)	(459)

## 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 et les billets subordonnés de rang inférieur sont évalués selon l'approche par le résultat en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données.

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée au cours du marché s'ils étaient disponibles. 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 également classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

### Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture. 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 charges, soit dans les intérêts débiteurs.

La majeure partie des instruments dérivés qui ne sont pas désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture a été inscrite 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. Pour cette raison, cela peut nous exposer 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 ou remboursés 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 recouvrés 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 de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période 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)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Autres actifs à court terme	369	409
Actifs incorporels et autres actifs	134	93
Créditeurs et autres	(775)	(749)
Autres passifs à long terme	(531)	(411)
	(803)	(658)

### Effet des instruments dérivés sur l'état consolidé condensé des résultats

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, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Électricité	27	6	1	15
Gaz naturel	(4)	(14)	(4)	(21)
Change	30	25	1	23
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Électricité	(23)	(3)	(33)	(31)
Gaz naturel	(10)	(4)	1	46
Change	(10)	(1)	(53)	(18)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>2,3</sup></b>				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Électricité	(113)	(4)	(97)	188
Intérêts	2	1	4	2
Gains (pertes) sur la partie inefficace de la période				
Électricité	56	3	(7)	(10)

- 1 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre de l'électricité ou du gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. Les montants nets des gains et des 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 charges.
- 2 Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 sont de respectivement 2 millions de dollars et 4 millions de dollars (2 millions de dollars et 3 millions de dollars pour les périodes respectives en 2014) et ont été inclus dans les intérêts débiteurs. Pour les trimestres et semestres clos les 30 juin 2015 et 2014, 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 charges, selon le cas, lorsque l'élément couvert initial est réglé. Pour les trimestres et semestres clos les 30 juin 2015 et 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.

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

Les composantes de l'état consolidé condensé 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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) <sup>1</sup>				
Électricité	(50)	(7)	(29)	34
Gaz naturel	—	(1)	—	(1)
Change	—	—	—	10
Intérêts	—	(1)	—	(1)
	(50)	(9)	(29)	42
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) <sup>1</sup>				
Électricité <sup>2</sup>	(21)	(1)	48	(109)
Gaz naturel <sup>2</sup>	—	2	—	2
Intérêts <sup>3</sup>	4	3	8	8
	(17)	4	56	(99)
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constaté(e)s dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Électricité	56	3	(7)	(10)
	56	3	(7)	(10)

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.

3 Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

**Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés**

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

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 juin 2015, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 4 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2014), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2014). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2015, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 4 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2014). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie 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

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 au 30 juin 2015, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Au deuxième trimestre de 2015, 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.

### 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 de 2014 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2014, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2014 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

#### Modifications de conventions comptables pour 2015

##### Présentation des activités abandonnées

En avril 2014, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur prospectivement le 1<sup>er</sup> janvier 2015. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

#### Modifications comptables futures

##### Produits tirés des contrats avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits tirés des contrats avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a accepté de reporter la date d'entrée en vigueur de ces nouvelles directives au 1<sup>er</sup> janvier 2018 et d'en permettre l'adoption anticipée au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer ces modifications : (1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou (2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application.

Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

##### Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

En janvier 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Ces dernières éliminent le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et s'appliqueront de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

**Consolidation**

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'analyse de la consolidation. Désormais, les entités doivent réévaluer si elles doivent consolider certaines entités légales et éliminer la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et s'appliqueront de façon rétrospective. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

**Comptabilisation des intérêts**

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon ces directives, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif relatif à la dette, conformément aux escomptes ou aux primes relatifs à la dette. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et s'appliqueront de façon rétrospective. Ces modifications entraîneront un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt, actuellement comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction du passif relatif à la dette auxquels ils sont rattachés.

## Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>BAIIA</b>	<b>1 434</b>	<b>1 279</b>	<b>2 876</b>	<b>2 664</b>
Coûts de restructuration	12	—	12	—
Gain à la vente de Cancarb	—	(108)	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	41	—	41
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	(79)	5	10	16
<b>BAIIA comparable</b>	<b>1 367</b>	<b>1 217</b>	<b>2 898</b>	<b>2 613</b>
Amortissement comparable	(440)	(399)	(874)	(792)
<b>BAII comparable</b>	<b>927</b>	<b>818</b>	<b>2 024</b>	<b>1 821</b>
<b>Autres postes de l'état des résultats</b>				
Intérêts débiteurs comparables	(331)	(297)	(649)	(571)
Intérêts créditeurs et autres charges comparables	51	29	66	23
Charge d'impôts comparable	(185)	(162)	(432)	(386)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(40)	(31)	(99)	(85)
Dividendes sur les actions privilégiées	(25)	(25)	(48)	(48)
<b>Résultat comparable</b>	<b>397</b>	<b>332</b>	<b>862</b>	<b>754</b>
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(34)	—	(34)	—
Coûts de restructuration	(8)	—	(8)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	99	—	99
Résiliation du contrat avec Niska	—	(31)	—	(31)
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	74	16	(4)	6
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>429</b>	<b>416</b>	<b>816</b>	<b>828</b>
<b>Amortissement comparable</b>	<b>(440)</b>	<b>(399)</b>	<b>(874)</b>	<b>(792)</b>
Postes particuliers	—	—	—	—
<b>Amortissement</b>	<b>(440)</b>	<b>(399)</b>	<b>(874)</b>	<b>(792)</b>
<b>Intérêts débiteurs comparables</b>	<b>(331)</b>	<b>(297)</b>	<b>(649)</b>	<b>(571)</b>
Postes particuliers	—	—	—	—
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(331)</b>	<b>(297)</b>	<b>(649)</b>	<b>(571)</b>
<b>Intérêts créditeurs et autres charges comparables</b>	<b>51</b>	<b>29</b>	<b>66</b>	<b>23</b>
Postes particuliers :				
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	30	25	1	23
<b>Intérêts créditeurs et autres charges</b>	<b>81</b>	<b>54</b>	<b>67</b>	<b>46</b>
<b>Charge d'impôts comparable</b>	<b>(185)</b>	<b>(162)</b>	<b>(432)</b>	<b>(386)</b>
Postes particuliers :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(34)	—	(34)	—
Coûts de restructuration	4	—	4	—
Gain à la vente de Cancarb	—	(9)	—	(9)
Résiliation du contrat avec Niska	—	10	—	10
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	(35)	(4)	5	(1)
<b>Charge d'impôts</b>	<b>(250)</b>	<b>(165)</b>	<b>(457)</b>	<b>(386)</b>

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>0,56 \$</b>	0,47 \$	<b>1,22 \$</b>	1,07 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	(0,05)	—	(0,05)	—
Coûts de restructuration	(0,01)	—	(0,01)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	0,14	—	0,14
Résiliation du contrat avec Niska	—	(0,04)	—	(0,04)
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>0,10</b>	0,02	<b>(0,01)</b>	—
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>0,60 \$</b>	0,59 \$	<b>1,15 \$</b>	1,17 \$

1 Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	29	(2)	7	(2)
Installations énergétiques aux États-Unis	51	(9)	(17)	(11)
Stockage de gaz naturel	(1)	6	—	(3)
Change	30	25	1	23
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(35)	(4)	5	(1)
<b>Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>74</b>	16	<b>(4)</b>	6

### BAIIA et BAILL comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 30 juin 2015 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA</b>	<b>807</b>	<b>316</b>	<b>351</b>	<b>(40)</b>	<b>1 434</b>
Coûts de restructuration	—	—	—	12	12
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	(79)	—	(79)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>807</b>	<b>316</b>	<b>272</b>	<b>(28)</b>	<b>1 367</b>
Amortissement comparable	(282)	(66)	(84)	(8)	(440)
<b>BAILL comparable</b>	<b>525</b>	<b>250</b>	<b>188</b>	<b>(36)</b>	<b>927</b>

trimestre clos le 30 juin 2014 (non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA</b>	<b>759</b>	<b>249</b>	<b>293</b>	<b>(22)</b>	<b>1 279</b>
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(108)	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	41	—	41
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	5	—	5
<b>BAIIA comparable</b>	<b>759</b>	<b>249</b>	<b>231</b>	<b>(22)</b>	<b>1 217</b>
Amortissement comparable	(263)	(54)	(77)	(5)	(399)
<b>BAILL comparable</b>	<b>496</b>	<b>195</b>	<b>154</b>	<b>(27)</b>	<b>818</b>

<b>semestre clos le 30 juin 2015</b>					
(non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA</b>	<b>1 681</b>	<b>625</b>	<b>650</b>	<b>(80)</b>	<b>2 876</b>
Coûts de restructuration	—	—	—	12	12
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	10	—	10
<b>BAIIA comparable</b>	<b>1 681</b>	<b>625</b>	<b>660</b>	<b>(68)</b>	<b>2 898</b>
Amortissement comparable	(561)	(129)	(169)	(15)	(874)
<b>BAII comparable</b>	<b>1 120</b>	<b>496</b>	<b>491</b>	<b>(83)</b>	<b>2 024</b>

<b>semestre clos le 30 juin 2014</b>					
(non audité - en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
<b>BAIIA</b>	<b>1 607</b>	<b>490</b>	<b>627</b>	<b>(60)</b>	<b>2 664</b>
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(108)	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	41	—	41
Activités de gestion des risques non comparables influant sur le BAIIA	—	—	16	—	16
<b>BAIIA comparable</b>	<b>1 607</b>	<b>490</b>	<b>576</b>	<b>(60)</b>	<b>2 613</b>
Amortissement comparable	(525)	(103)	(154)	(10)	(792)
<b>BAII comparable</b>	<b>1 082</b>	<b>387</b>	<b>422</b>	<b>(70)</b>	<b>1 821</b>

## Résultats trimestriels

### PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité - en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015		2014			2013		
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	2 631	2 874	2 616	2 451	2 234	2 884	2 332	2 204
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	429	387	458	457	416	412	420	481
BAIIA comparable	397	465	511	450	332	422	410	447
Données sur les actions								
Bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué	0,60 \$	0,55 \$	0,72 \$	0,63 \$	0,59 \$	0,58 \$	0,59 \$	0,68 \$
Résultat comparable par action	0,56 \$	0,66 \$	0,65 \$	0,64 \$	0,47 \$	0,60 \$	0,58 \$	0,63 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,52 \$	0,52 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,48 \$	0,46 \$	0,46 \$

### FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

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 au Canada sont en général relativement stables au cours d'un même exercice. Nos gazoducs aux États-Unis sont généralement soumis aux variations saisonnières; ainsi, leurs résultats sont plus élevés durant l'hiver, en raison de la demande accrue. À long terme, cependant, les résultats du secteur des gazoducs au Canada et aux États-Unis fluctuent pour les raisons suivantes :

- 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 fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- 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.

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 pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- 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.

## **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.

Du résultat comparable sont exclus 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 généralement 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.

Du résultat comparable du deuxième trimestre 2015 est exclus un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015, de même qu'une charge de 8 millions de dollars après les impôts pour des indemnités de cessation d'emploi découlant principalement de la restructuration de notre groupe responsable des projets majeurs en raison des délais survenus pour certains projets majeurs et dans l'objectif d'augmenter l'efficacité de notre exploitation.

Au quatrième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait un gain de 8 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Gas Pacifico/INNERGY.

Au deuxième trimestre de 2014, le résultat comparable excluait un gain de 99 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Cancarb Limited et une perte de 31 millions de dollars après les impôts liée à la résiliation du contrat avec Niska Gas Storage.

## État consolidé condensé des résultats

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Produits</b>				
Gazoducs	1 286	1 154	2 591	2 369
Pipelines de liquides	460	366	903	725
Énergie	885	714	2 011	2 024
	2 631	2 234	5 505	5 118
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	119	68	256	203
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	767	684	1 521	1 489
Achats de produits de base revendus	426	328	1 107	1 034
Impôts fonciers	123	119	257	242
Amortissement	440	399	874	792
Gain à la vente des actifs	—	(108)	—	(108)
	1 756	1 422	3 759	3 449
<b>Charges financières</b>				
Intérêts débiteurs	331	297	649	571
Intérêts créditeurs et autres charges	(81)	(54)	(67)	(46)
	250	243	582	525
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	744	637	1 420	1 347
<b>Charge d'impôts</b>				
Exigibles	26	23	94	82
Reportés	224	142	363	304
	250	165	457	386
<b>Bénéfice net</b>	494	472	963	961
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	40	31	99	85
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	454	441	864	876
Dividendes sur les actions privilégiées	25	25	48	48
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	429	416	816	828
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>				
De base et dilué	0,60 \$	0,59 \$	1,15 \$	1,17 \$
<b>Dividendes déclarés par action ordinaire</b>	0,52 \$	0,48 \$	1,04 \$	0,96 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)</b>				
De base	709	708	709	708
Dilué	710	709	710	709

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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Bénéfice net</b>	<b>494</b>	<b>472</b>	<b>963</b>	<b>961</b>
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>				
(Pertes) gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(137)	(190)	332	50
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	58	79	(208)	(48)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(36)	(4)	(21)	27
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(11)	2	33	(60)
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	5	17	9
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	2	7	2
<b>Autres éléments du résultat étendu (note 9)</b>	<b>(112)</b>	<b>(106)</b>	<b>160</b>	<b>(20)</b>
<b>Résultat étendu</b>	<b>382</b>	<b>366</b>	<b>1 123</b>	<b>941</b>
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	10	(8)	217	90
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>372</b>	<b>374</b>	<b>906</b>	<b>851</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	25	25	48	48
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>347</b>	<b>349</b>	<b>858</b>	<b>803</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>				
Bénéfice net	494	472	963	961
Amortissement	440	399	874	792
Impôts reportés	224	142	363	304
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(119)	(68)	(256)	(203)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	145	84	280	254
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	15	2	30	12
Gain à la vente des actifs	—	(108)	—	(108)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(37)	(14)	(70)	(19)
(Gains) pertes non réalisé(e)s sur les instruments financiers	(109)	(20)	9	(7)
Autres	8	28	21	33
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(92)	202	(485)	79
<b>Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation</b>	<b>969</b>	<b>1 119</b>	<b>1 729</b>	<b>2 098</b>
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations	(966)	(893)	(1 772)	(1 637)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(172)	(193)	(335)	(297)
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(105)	(40)	(198)	(129)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	187	—	187
Montants reportés et autres	89	25	314	72
<b>Sorties nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(1 154)</b>	<b>(914)</b>	<b>(1 991)</b>	<b>(1 804)</b>
<b>Activités de financement</b>				
Dividendes sur les actions ordinaires	(368)	(340)	(709)	(665)
Dividendes sur les actions privilégiées	(24)	(25)	(46)	(45)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(54)	(47)	(108)	(92)
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(749)	225	(470)	(522)
Titres d'emprunt subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	917	—	917	—
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	84	16	2 361	1 380
Remboursements sur la dette à long terme	(867)	(205)	(1 883)	(982)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1	6	11	16
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	243	440
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	27	—	31	—
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	—	(200)
<b>(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement</b>	<b>(1 033)</b>	<b>(370)</b>	<b>347</b>	<b>(670)</b>
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<b>(13)</b>	<b>(17)</b>	<b>16</b>	<b>16</b>
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(1 231)</b>	<b>(182)</b>	<b>101</b>	<b>(360)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
Au début de la période	1 821	749	489	927
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
À la fin de la période	590	567	590	567

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## Bilan consolidé condensé

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2015	31 décembre 2014
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	590	489
Débiteurs	1 407	1 313
Stocks	286	292
Autres	1 462	1 446
	<b>3 745</b>	<b>3 540</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>44 417</b>	<b>41 774</b>
déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 20 603 \$ et 19 563 \$		
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>5 735</b>	<b>5 598</b>
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>1 256</b>	<b>1 297</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>4 337</b>	<b>4 034</b>
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>	<b>3 107</b>	<b>2 704</b>
	<b>62 597</b>	<b>58 947</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	2 086	2 467
Créditeurs et autres	2 570	2 896
Intérêts courus	460	424
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 107	1 797
	<b>7 223</b>	<b>7 584</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>730</b>	<b>263</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>1 187</b>	<b>1 052</b>
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>5 721</b>	<b>5 275</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>24 591</b>	<b>22 960</b>
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<b>2 182</b>	<b>1 160</b>
	<b>41 634</b>	<b>38 294</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 214	12 202
Émises et en circulation :		
30 juin 2015 - 709 millions d'actions		
31 décembre 2014 - 709 millions d'actions		
Actions privilégiées	2 499	2 255
Surplus d'apport	166	370
Bénéfices non répartis	5 559	5 478
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 9)	(1 193)	(1 235)
<b>Participations assurant le contrôle</b>	<b>19 245</b>	<b>19 070</b>
Participations sans contrôle	1 718	1 583
	<b>20 963</b>	<b>20 653</b>
	<b>62 597</b>	<b>58 947</b>
<b>Éventualités et garanties (note 13)</b>		
<b>Événement postérieur à la date du bilan (note 14)</b>		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

## État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité - en millions de dollars canadiens)	semestres clos les 30 juin	
	2015	2014
<b>Actions ordinaires</b>		
Solde au début de la période	12 202	12 149
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	12	17
Solde à la fin de la période	12 214	12 166
<b>Actions privilégiées</b>		
Solde au début de la période	2 255	1 813
Émission d'actions aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	244	442
Solde à la fin de la période	2 499	2 255
<b>Surplus d'apport</b>		
Solde au début de la période	370	401
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	5	3
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	4	—
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	(6)
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP	(213)	—
Solde à la fin de la période	166	398
<b>Bénéfices non répartis</b>		
Solde au début de la période	5 478	5 096
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	864	876
Dividendes sur les actions ordinaires	(737)	(680)
Dividendes sur les actions privilégiées	(46)	(48)
Solde à la fin de la période	5 559	5 244
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>		
Solde au début de la période	(1 235)	(934)
Autres éléments du résultat étendu	42	(25)
Solde à la fin de la période	(1 193)	(959)
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>		
	19 245	19 104
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>		
Solde au début de la période	1 583	1 611
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle		
TC PipeLines, LP	89	74
Dividendes sur les actions privilégiées de TCPL	—	2
Portland	10	9
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	118	5
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	31	—
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(6)	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(107)	(92)
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	(194)
Change et autres	—	(2)
Solde à la fin de la période	1 718	1 413
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>20 963</b>	<b>20 517</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

# Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

## 1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels pour l'exercice clos le 31 décembre 2014. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2014 de TransCanada.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle 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 2014 compris dans le rapport annuel de 2014 de TransCanada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur des gazoducs de la société en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs 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 clients et les prix du marché pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

### **RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT**

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2014, 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 2015**

#### **Présentation des activités abandonnées**

En avril 2014, le FASB a publié des directives modifiées sur la présentation des activités abandonnées. Les critères servant à établir ce qui constitue une activité abandonnée ont changé et la présentation d'information supplémentaire est exigée. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur prospectivement le 1<sup>er</sup> janvier 2015. L'application de cette nouvelle norme n'a pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

### **MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES**

#### **Produits tirés des contrats avec des clients**

En mai 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats avec des clients. Ces directives remplacent les exigences actuelles relatives à la constatation des produits d'exploitation ainsi que la majeure partie des exigences particulières au secteur industriel. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie à laquelle la société s'attend à avoir droit en échange de la fourniture de ces biens ou services. En juillet 2015, le FASB a accepté de reporter la date d'entrée en vigueur de ces nouvelles

directives au 1<sup>er</sup> janvier 2018 et d'en permettre l'adoption anticipée au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2017. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer ces modifications : (1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou (2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application.

Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

#### **Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats**

En janvier 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Ces dernières éliminent le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et s'appliqueront de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de cette nouvelle norme ait une incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

#### **Consolidation**

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'analyse de la consolidation. Désormais, les entités doivent réévaluer si elles doivent consolider certaines entités légales et éliminer la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et s'appliqueront de façon rétrospective. Nous sommes à évaluer l'incidence de l'adoption de cette mise à jour des normes comptables et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur les états financiers consolidés de la société.

#### **Comptabilisation des intérêts**

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon ces directives, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif relatif à la dette, conformément aux escomptes ou aux primes relatifs à la dette. Ces nouvelles directives seront en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et s'appliqueront de façon rétrospective. Ces modifications entraîneront un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt actuellement comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction du passif relatif à la dette auxquels ils sont rattachés.

### 3. Informations sectorielles

trimestre clos le 30 juin (non audité - en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits	1 286	1 154	460	366	885	714	—	—	2 631	2 234
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	39	37	—	—	80	31	—	—	119	68
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(432)	(348)	(128)	(100)	(167)	(214)	(40)	(22)	(767)	(684)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(426)	(328)	—	—	(426)	(328)
Impôts fonciers	(86)	(84)	(16)	(17)	(21)	(18)	—	—	(123)	(119)
Amortissement	(282)	(263)	(66)	(54)	(84)	(77)	(8)	(5)	(440)	(399)
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	108	—	—	—	108
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>525</b>	<b>496</b>	<b>250</b>	<b>195</b>	<b>267</b>	<b>216</b>	<b>(48)</b>	<b>(27)</b>	<b>994</b>	<b>880</b>
Intérêts débiteurs									(331)	(297)
Intérêts créditeurs et autres charges									81	54
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>									<b>744</b>	<b>637</b>
Charge d'impôts									(250)	(165)
<b>Bénéfice net</b>									<b>494</b>	<b>472</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(40)	(31)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>									<b>454</b>	<b>441</b>
Dividendes sur les actions privilégiées									(25)	(25)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									<b>429</b>	<b>416</b>

semestre clos le 30 juin (non audité - en millions de dollars canadiens)	Gazoducs		Pipelines de liquides		Énergie		Siège social		Total	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Produits	2 591	2 369	903	725	2 011	2 024	—	—	5 505	5 118
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	93	89	—	—	163	114	—	—	256	203
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(827)	(681)	(239)	(201)	(375)	(547)	(80)	(60)	(1 521)	(1 489)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 107)	(1 034)	—	—	(1 107)	(1 034)
Impôts fonciers	(176)	(170)	(39)	(34)	(42)	(38)	—	—	(257)	(242)
Amortissement	(561)	(525)	(129)	(103)	(169)	(154)	(15)	(10)	(874)	(792)
Gain à la vente d'actifs	—	—	—	—	—	108	—	—	—	108
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>1 120</b>	<b>1 082</b>	<b>496</b>	<b>387</b>	<b>481</b>	<b>473</b>	<b>(95)</b>	<b>(70)</b>	<b>2 002</b>	<b>1 872</b>
Intérêts débiteurs									(649)	(571)
Intérêts créditeurs et autres charges									67	46
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>									<b>1 420</b>	<b>1 347</b>
Charge d'impôts									(457)	(386)
<b>Bénéfice net</b>									<b>963</b>	<b>961</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(99)	(85)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>									<b>864</b>	<b>876</b>
Dividendes sur les actions privilégiées									(48)	(48)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>									<b>816</b>	<b>828</b>

**TOTAL DE L'ACTIF**

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Gazoducs	28 559	27 103
Pipelines de liquides	17 657	16 116
Énergie	14 679	14 197
Siège social	1 702	1 531
	<b>62 597</b>	<b>58 947</b>

**4. Coûts de cessation d'exploitation de pipelines**

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de l'ONÉ, TransCanada doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines réglementés par l'ONÉ au Canada. Les montants sont comptabilisés au bilan consolidé condensé, sous les passifs réglementaires. Au 30 juin 2015, dans le bilan consolidé condensé de la société, les passifs réglementaires comprenaient un montant de 117 millions de dollars (néant au 31 décembre 2014) au titre des futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation.

Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent. Ils sont comptabilisés à titre de placements restreints. Au 30 juin 2015, dans le bilan consolidé condensé, les actifs incorporels et autres actifs comprenaient un montant de 117 millions de dollars (néant au 31 décembre 2014) à titre de placements restreints en raison de l'ICQF. Un complément d'information sur la juste valeur de ces placements, qui sont considérés comme disponibles à la vente, se trouve à la note 11.

**5. Impôts sur le bénéfice**

Au 30 juin 2015, l'avantage fiscal non constaté total de positions fiscales incertaines était d'environ 19 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2014). TransCanada impute aux charges d'impôts l'intérêt et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, les charges d'impôts comprennent des montants de néant au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (bénéfice de 1 million de dollars au titre de la reprise d'intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 30 juin 2014). Au 30 juin 2015, la société avait constaté 5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (5 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2014).

Les taux d'imposition effectifs pour les semestres clos les 30 juin 2015 et 2014 étaient de respectivement 32 % et 29 %. Le taux d'imposition effectif accru en 2015 découle principalement d'une augmentation du taux d'imposition prévu par la loi en Alberta et des variations de la proportion du bénéfice généré dans les territoires canadiens et étrangers.

## 6. Dette à long terme

### ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Pour le semestre clos le 30 juin 2015, la société a émis des titres d'emprunt à long terme comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 US	4,60 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 US	1,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 US	Variable
<b>TC PIPELINES, LP</b>					
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>					
	Juin 2015	Emprunt à terme non garanti	Juin 2019	75 US	Variable

### REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2015 s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	3,40 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	0,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 US	4,875 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC</b>				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, TransCanada a capitalisé des intérêts de respectivement 71 millions de dollars et 141 millions de dollars (63 millions de dollars et 142 millions de dollars pour les périodes respectives en 2014) relativement à des projets d'investissement.

## 7. Billets subordonnés de rang inférieur

### ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>	Mai 2015	Billets subordonnés de rang inférieur non garantis <sup>1</sup>	Mai 2075	750 US	5,875 % <sup>2</sup>

- 1 En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur non garantis sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres d'emprunt et autres obligations de TCPL. Ils sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 20 mai 2025, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.
- 2 Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust. Le taux d'intérêt est fixé à 5,875 % par année et sera ajusté tous les trois mois au TIOL majoré de 3,778 % par année à compter de mai 2025 jusqu'en mai 2045; de mai 2045 à mai 2075, le taux d'intérêt sera ajusté au TIOL majoré de 4,528 % par année.

TransCanada Trust (la « fiducie »), notre fiducie de financement détenue à 100 % par notre filiale TCPL, a émis des billets de fiducie de série 2015-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 750 millions de dollars US à l'attention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,625 % les dix premières années. Ensuite, le taux devient variable. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 750 millions de dollars US, assortis d'un taux de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie constituent des créances de TCPL.

## 8. Capitaux propres et capital-actions

En juin 2015, les porteurs de 5,5 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 3 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,28 %. Le taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe applicable aux actions privilégiées de série 3 restantes a été ajusté. Il s'établit ainsi à 2,152 % par année pour cinq ans.

En mars 2015, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 10 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 11 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 250 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 11 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 11 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 12 le 30 novembre 2020 et, par la suite, le 30 novembre, tous les cinq ans. Les porteurs des actions privilégiées de série 12 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 2,96 %.

### ÉMISSION ET CONVERSION D' ACTIONS PRIVILÉGIÉES

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence des opérations précitées sur les actions des séries 3, 4 et 11 au 30 juin 2015 :

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Nombre d'actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement actuel <sup>1</sup>	Dividende annuel par action	Prix de rachat par action <sup>2</sup>	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en
<b>Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif</b>						
Série 3	8 533	2,152 %	0,538	25,00 \$	30 juin 2020	Série 4
Série 4	5 467	Variable <sup>3</sup>	Variable	25,50 \$	30 juin 2020	Série 3
Série 11	10 000	3,80 %	0,95	25,00 \$	30 novembre 2020	Série 12

- 1 Les porteurs des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif ont droit à un dividende trimestriel préférentiel fixe et cumulatif, lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil (exception faite des actions privilégiées de série 4). Les porteurs d'actions privilégiées de série 4 ont droit à un dividende préférentiel cumulatif trimestriel à taux variable lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil.
- 2 TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.
- 3 À compter du 30 juin 2015, le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 4 est de 1,945 % et il sera ajusté chaque trimestre.

## 9. Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu

Les autres éléments du résultat étendu, y compris les participations sans contrôle et les répercussions fiscales connexes, sont les suivants :

<b>trimestre clos le 30 juin 2015</b> (non audité - en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(135)	(2)	(137)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	76	(18)	58
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(50)	14	(36)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(17)	6	(11)
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	—	10
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	(1)	4
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(111)</b>	<b>(1)</b>	<b>(112)</b>

<b>trimestre clos le 30 juin 2014</b> (non audité - en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(140)	(50)	(190)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	107	(28)	79
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(9)	5	(4)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	4	(2)	2
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	7	(2)	5
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1	1	2
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(30)</b>	<b>(76)</b>	<b>(106)</b>

<b>semestre clos le 30 juin 2015</b> (non audité - en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	325	7	332
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(283)	75	(208)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(29)	8	(21)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	56	(23)	33
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	20	(3)	17
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	9	(2)	7
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>98</b>	<b>62</b>	<b>160</b>

<b>semestre clos le 30 juin 2014</b> (non audité - en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	51	(1)	50
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(64)	16	(48)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	42	(15)	27
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(99)	39	(60)
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	13	(4)	9
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1	1	2
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(56)</b>	<b>36</b>	<b>(20)</b>

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

<b>trimestre clos le 30 juin 2015</b> (non audité - en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total<sup>1</sup></b>
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> avril 2015	(463)	(69)	(274)	(305)	(1 111)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2</sup>	(49)	(36)	—	—	(85)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(11)	10	4	3
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(49)	(47)	10	4	(82)
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2015</b>	<b>(512)</b>	<b>(116)</b>	<b>(264)</b>	<b>(301)</b>	<b>(1 193)</b>

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites 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 pertes de 30 millions de dollars au titre des participations sans contrôle.

<b>semestre clos le 30 juin 2015</b> (non audité - en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total<sup>1</sup></b>
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> janvier 2015	(518)	(128)	(281)	(308)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2</sup>	6	(21)	—	—	(15)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>3</sup>	—	33	17	7	57
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	6	12	17	7	42
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2015</b>	<b>(512)</b>	<b>(116)</b>	<b>(264)</b>	<b>(301)</b>	<b>(1 193)</b>

1 Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites 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 118 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 78 millions de dollars (49 millions de dollars après les impôts) au 30 juin 2015. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les

taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>				Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin		
(non audité - en millions de dollars canadiens)	2015	2014	2015	2014	
Couvertures de flux de trésorerie					
Installations énergétiques et de gaz naturel	21	(1)	(48)	107	Produits (Énergie)
Intérêts	(4)	(3)	(8)	(8)	Intérêts débiteurs
	17	(4)	(56)	99	Total avant les impôts
	(6)	2	23	(39)	Charge d'impôts
	11	(2)	(33)	60	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	(10)	(7)	(20)	(13)	<sup>2</sup>
	—	2	3	4	Charge d'impôts
	(10)	(5)	(17)	(9)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
					Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
Bénéfice tiré des participations	(5)	(1)	(9)	(1)	
	1	(1)	2	(1)	Charge d'impôts
	(4)	(2)	(7)	(2)	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. Il y a lieu de se reporter à la note 10 pour un complément d'information.

## 10. Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

(non audité - en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin				semestres clos les 30 juin			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Coût des services rendus	27	21	—	—	54	43	1	1
Coût financier	29	28	3	3	57	56	5	5
Rendement prévu des actifs des régimes	(39)	(34)	(1)	(1)	(77)	(69)	(1)	(1)
Amortissement de la perte actuarielle	8	6	1	—	17	11	2	1
Amortissement du coût des services passés	1	1	—	—	1	1	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	6	4	—	—	12	9	—	—
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	1	1	—	—	1	1
<b>Coût net des prestations constaté</b>	<b>32</b>	<b>26</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>64</b>	<b>51</b>	<b>8</b>	<b>7</b>

## 11. 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, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

### RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 30 juin 2015, 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 aux billets, prêts et avances à recevoir. Au 30 juin 2015, 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.

La concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était un montant à recevoir de respectivement 222 millions de dollars (178 millions de dollars US) et 258 millions de dollars (222 millions de dollars US) au 30 juin 2015 et au 31 décembre 2014. 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, ainsi qu'à des contrats de change à terme et 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, sauf indication contraire)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Valeur comptable	19 500 (15 600 US)	17 000 (14 700 US)
Juste valeur	21 400 (17 200 US)	19 000 (16 400 US)

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

(non audité - en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 juin 2015		31 décembre 2014	
	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal ou en capital	Juste valeur <sup>1</sup>	Montant nominal ou en capital
<b>Actif (passif)</b>				
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2015 à 2019) <sup>2</sup>	(560)	2 500 US	(431)	2 900 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2015)	(39)	1 572 US	(28)	1 400 US
	<b>(599)</b>	<b>4 072 US</b>	<b>(459)</b>	<b>4 300 US</b>

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2015 comprenait des gains réalisés nets de respectivement 2 millions de dollars et 5 millions de dollars (gains de 5 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour les périodes respectives en 2014) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises; ces gains sont inclus dans les intérêts débiteurs.

**Présentation des couvertures de l'investissement net au bilan**

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)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Autres actifs à court terme	23	5
Actifs incorporels et autres actifs	1	1
Créditeurs et autres	(269)	(155)
Autres passifs à long terme	(354)	(310)
	<b>(599)</b>	<b>(459)</b>

**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 et des billets subordonnés de rang inférieur est évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données.

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée au cours du marché s'ils étaient disponibles. 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 également classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Le risque de crédit a été pris en compte dans le calcul de la juste valeur des instruments non dérivés.

**Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés**

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, exception faite de ceux dont la valeur comptable se rapproche de leur juste valeur, qui seraient classés dans le niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2015		31 décembre 2014	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir et autres <sup>1</sup>	192	237	213	263
Dettes à court terme et à long terme <sup>2,3</sup>	(26 698)	(30 556)	(24 757)	(28 713)
Billets subordonnés de rang inférieur	(2 182)	(2 124)	(1 160)	(1 157)
	<b>(28 688)</b>	<b>(32 443)</b>	<b>(25 704)</b>	<b>(29 607)</b>

- 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 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 750 millions de dollars US (400 millions de dollars US au 31 décembre 2014) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 3 Le bénéfice net consolidé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015 comprend respectivement des gains non réalisés de 3 millions de dollars et de néant (gains de 1 million de dollars et pertes de 5 millions de dollars pour les périodes respectives en 2014) 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 visant la dette à long terme de 750 millions de dollars US au 30 juin 2015 (400 millions de dollars US au 31 décembre 2014). 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.

**Sommaire des actifs disponibles à la vente**

Les tableaux suivants présentent un résumé des renseignements supplémentaires sur les placements restreints de la société qui sont classés comme disponibles à la vente.

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2015		31 décembre 2014	
	Placements restreints en raison de de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>2</sup>
<b>Justes valeurs<sup>1</sup></b>				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 5 ans)	—	74	—	75
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	117	—	—	—
	<b>117</b>	<b>74</b>	<b>—</b>	<b>75</b>

- 1 Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé.
- 2 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par sa filiale d'assurance captive en propriété exclusive.

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2015		30 juin 2014	
	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>
Pertes nettes non réalisées de la période				
trimestres clos	(3)	—	—	—
semestres clos	(3)	—	—	—

- 1 Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés pour couvrir les coûts de cessation d'exploitation. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.
- 2 Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par sa filiale d'assurance captive en propriété exclusive.

## Instruments dérivés

### Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période 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.

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 ou ils ne sont pas désignés en tant que 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 elles surviennent. Pour cette raison, la société peut être exposée à une variabilité accrue du bénéfice présenté, 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 :

(non audité - en millions de dollars canadiens)	30 juin 2015	31 décembre 2014
Autres actifs à court terme	369	409
Actifs incorporels et autres actifs	134	93
Créditeurs et autres	(775)	(749)
Autres passifs à long terme	(531)	(411)
	(803)	(658)

**Sommaire des instruments dérivés pour 2015**

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
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Justes valeurs <sup>2,3</sup>				
Actif	381 \$	45 \$	2 \$	5 \$
Passif	(416 \$)	(86 \$)	(32 \$)	(5 \$)
Valeurs nominales <sup>3</sup>				
Volumes <sup>4</sup>				
Achats	67 765	98	—	—
Ventes	55 016	57	—	—
En dollars US	—	—	1 352 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2015	27 \$	(4 \$)	30 \$	— \$
semestre clos le 30 juin 2015	1 \$	(4 \$)	1 \$	— \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2015	(23 \$)	(10 \$)	(10 \$)	— \$
semestre clos le 30 juin 2015	(33 \$)	1 \$	(53 \$)	— \$
Dates d'échéance <sup>3</sup>	2015-2020	2015-2020	2015-2016	2015-2016
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>6,7</sup></b>				
Justes valeurs <sup>2,3</sup>				
Actif	42 \$	— \$	— \$	4 \$
Passif	(141 \$)	— \$	— \$	(3 \$)
Valeurs nominales <sup>3</sup>				
Volumes <sup>4</sup>				
Achats	13 886	—	—	—
Ventes	4 120	—	—	—
En dollars US	—	—	—	900 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2015	(113 \$)	— \$	— \$	2 \$
semestre clos le 30 juin 2015	(97 \$)	— \$	— \$	4 \$
Dates d'échéance <sup>3</sup>	2015-2020	—	—	2015-2019

- 1 La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous 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 30 juin 2015.
- 4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.
- 5 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre de l'électricité ou du gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. Les montants nets des gains et des 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 charges. 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 charges, 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 dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur comportant une juste valeur de 3 millions de dollars et une valeur nominale de 750 millions de dollars US au 30 juin 2015. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et semestre clos le 30 juin 2015, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, la société n'a constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- 7 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, le bénéfice net ne reflétait aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produise pas.

**Sommaire des instruments dérivés 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
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>				
Justes valeurs <sup>2,3</sup>				
Actif	362 \$	69 \$	1 \$	4 \$
Passif	(391 \$)	(103 \$)	(32 \$)	(4 \$)
Valeurs nominales <sup>3</sup>				
Volumes <sup>4</sup>				
Achats	42 097	60	—	—
Ventes	35 452	38	—	—
En dollars US	—	—	1 374 US	100 US
Gains (pertes) net(te)s non réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2014	6 \$	(14 \$)	25 \$	— \$
semestre clos le 30 juin 2014	15 \$	(21 \$)	23 \$	— \$
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2014	(3 \$)	(4 \$)	(1 \$)	— \$
semestre clos le 30 juin 2014	(31 \$)	46 \$	(18 \$)	— \$
Dates d'échéance <sup>3</sup>	2015-2019	2015-2020	2015	2015-2016
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>6,7</sup></b>				
Justes valeurs <sup>2,3</sup>				
Actif	57 \$	— \$	— \$	3 \$
Passif	(163 \$)	— \$	— \$	(2 \$)
Valeurs nominales <sup>3</sup>				
Volumes <sup>4</sup>				
Achats	11 120	—	—	—
Ventes	3 977	—	—	—
En dollars US	—	—	—	550 US
(Pertes) gains net(te)s réalisé(e)s de la période <sup>5</sup>				
trimestre clos le 30 juin 2014	(4 \$)	— \$	— \$	1 \$
semestre clos le 30 juin 2014	188 \$	— \$	— \$	2 \$
Dates d'échéance <sup>3</sup>	2015-2019	—	—	2015-2018

- 1 La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous 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 2014.
- 4 Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en GWh et en Gpi<sup>3</sup>.
- 5 Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre de l'électricité ou du gaz naturel sont inclus dans les produits du secteur de l'énergie. Les montants nets des gains et des 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 charges. 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 charges, 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 désignés en tant que couvertures de la juste valeur, comportant une juste valeur de 3 millions de dollars et une valeur nominale de 400 millions de dollars US au 31 décembre 2014. Les gains nets réalisés sur les couvertures de la juste valeur pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2014, s'établissant respectivement à 2 millions de dollars et à 3 millions de dollars, sont inclus dans les intérêts débiteurs. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 et le semestre clos le 30 juin 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.

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 9) liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie s'établissent comme suit :

(non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) <sup>1</sup>				
Électricité	(50)	(7)	(29)	34
Gaz naturel	—	(1)	—	(1)
Change	—	—	—	10
Intérêts	—	(1)	—	(1)
	(50)	(9)	(29)	42
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) <sup>1</sup>				
Électricité <sup>2</sup>	(21)	(1)	48	(109)
Gaz naturel <sup>2</sup>	—	2	—	2
Intérêts <sup>3</sup>	4	3	8	8
	(17)	4	56	(99)
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constaté(e)s dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Électricité	56	3	(7)	(10)
	56	3	(7)	(10)

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.

3 Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

### Compensation des instruments dérivés

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 30 juin 2015 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation <sup>1</sup>	Montants nets
<b>Instruments dérivés - actifs</b>			
Électricité	423	(351)	72
Gaz naturel	45	(35)	10
Change	26	(26)	—
Intérêts	9	(1)	8
<b>Total</b>	<b>503</b>	<b>(413)</b>	<b>90</b>
<b>Instruments dérivés - passifs</b>			
Électricité	(557)	351	(206)
Gaz naturel	(86)	35	(51)
Change	(655)	26	(629)
Intérêts	(8)	1	(7)
<b>Total</b>	<b>(1 306)</b>	<b>413</b>	<b>(893)</b>

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

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 2014 :

au 31 décembre 2014 (non audité - en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation <sup>1</sup>	Montants nets
<b>Instruments dérivés - actifs</b>			
Électricité	419	(330)	89
Gaz naturel	69	(57)	12
Change	7	(7)	—
Intérêts	7	(1)	6
<b>Total</b>	<b>502</b>	<b>(395)</b>	<b>107</b>
<b>Instruments dérivés - passifs</b>			
Électricité	(554)	330	(224)
Gaz naturel	(103)	57	(46)
Change	(497)	7	(490)
Intérêts	(6)	1	(5)
<b>Total</b>	<b>(1 160)</b>	<b>395</b>	<b>(765)</b>

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

Pour ce qui est de tous les arrangements financiers, y compris les instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 juin 2015, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 517 millions de dollars (459 millions de dollars au 31 décembre 2014) et des lettres de crédit de 40 millions de dollars (26 millions de dollars au 31 décembre 2014). Au 30 juin 2015, la société détenait une garantie en trésorerie de néant (1 million de dollars au 31 décembre 2014) et des lettres de crédit de 4 millions de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2014) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

### Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les contrats dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions

pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 juin 2015, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 4 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2014), et la société avait fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2014) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 2015, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 4 millions de dollars (15 millions de dollars au 31 décembre 2014). 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 dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaires renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

## HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

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

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a 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 par le résultat 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 par le 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 par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible et les données peuvent comprendre des évaluations de courtiers à long terme.</p> <p>Les prix de l'électricité à long terme peuvent être 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 la société exerce ses activités. Le modèle utilise des données fondamentales du marché, telles que le prix du combustible, les ajouts et les retraits d'approvisionnements en électricité, la demande d'électricité, les conditions hydrologiques saisonnières et les contraintes liées au transport. Les prix du gaz naturel à long terme en Amérique du Nord peuvent être estimés en 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, toute hausse de l'offre d'électricité ou de gaz naturel ou un petit nombre de transactions sur des marchés à plus faible liquidité devraient ou pourraient 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 importantes 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>

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

<b>au 30 juin 2015</b> (non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)<sup>1</sup></b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
<b>Actifs liés aux instruments dérivés :</b>				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	419	4	423
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	26	9	10	45
Contrats de change	—	26	—	26
Contrats sur taux d'intérêt	—	9	—	9
<b>Passifs liés aux instruments dérivés :</b>				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(554)	(3)	(557)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(70)	(16)	—	(86)
Contrats de change	—	(655)	—	(655)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(8)	—	(8)
	<b>(44)</b>	<b>(770)</b>	<b>11</b>	<b>(803)</b>

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours du semestre clos le 30 juin 2015.

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 :

<b>au 31 décembre 2014</b> (non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)<sup>1</sup></b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
<b>Actifs liés aux instruments dérivés :</b>				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	417	2	419
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	40	24	5	69
Contrats de change	—	7	—	7
Contrats sur taux d'intérêt	—	7	—	7
<b>Passifs liés aux instruments dérivés :</b>				
Contrats sur produits de base pour l'électricité	—	(551)	(3)	(554)
Contrats sur produits de base pour le gaz naturel	(86)	(17)	—	(103)
Contrats de change	—	(497)	—	(497)
Contrats sur taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	<b>(46)</b>	<b>(616)</b>	<b>4</b>	<b>(658)</b>

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 2014.

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

(non audité - en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	<b>trimestres clos les 30 juin</b>		<b>semestres clos les 30 juin</b>	
	<b>2015</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2014</b>
Solde au début de la période	2	1	4	1
Transferts au niveau 3	3	—	3	—
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	8	(2)	5	(2)
Total des pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	(2)	—	(1)	—
<b>Solde à la fin de la période<sup>1</sup></b>	<b>11</b>	<b>(1)</b>	<b>11</b>	<b>(1)</b>

1 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2015, les produits du secteur de l'énergie comprennent des gains non réalisés attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus à la date de clôture de respectivement 11 millions de dollars et 8 millions de dollars (pertes de 2 millions de dollars et de 2 millions de dollars pour les périodes respectives en 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 hausse ou à une baisse de 1 million de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 juin 2015.

## 12. Vente de GTN Pipeline à TC PipeLines, LP

Le 1<sup>er</sup> avril 2015, TransCanada a conclu la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans Gas Transmission Northwest (« GTN ») à TC PipeLines, LP à un prix d'achat global de 446 millions de dollars US plus un ajustement du prix d'achat de 11 millions de dollars US. L'opération de 457 millions de dollars US comporte un versement en trésorerie de 264 millions de dollars US, la prise en charge du montant proportionnel de dette de GTN, à savoir 98 millions de dollars US, et l'émission de nouvelles parts de catégorie B de TC PipeLines, LP pour un montant de 95 millions de dollars US.

## 13. Éventualités et garanties

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

### GARANTIES

TransCanada et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »), ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services 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 30 juin 2015		au 31 décembre 2014	
		Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable	Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019 <sup>2</sup>	573	5	634	6
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	71	14	104	14
		<b>644</b>	<b>19</b>	<b>738</b>	<b>20</b>

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.

## 14. Événement postérieur à la date du bilan

Le 17 juillet 2015, TCPL a procédé à la clôture de son placement de billets à moyen terme échéant le 17 juillet 2025, portant intérêt à 3,3 %, pour un montant de 750 millions de dollars.