
TransCanada présente ses résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2015

Augmentation de 9 % du dividende sur les actions ordinaires, qui passe à 2,26 \$ par action annuellement

CALGARY, Alberta – **Le 11 février 2016** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (TransCanada) a annoncé aujourd'hui une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 2,5 milliards de dollars, ou 3,47 \$ par action, pour le quatrième trimestre de 2015 comparativement à un bénéfice net de 458 millions de dollars, ou 0,65 \$ par action, pour la même période en 2014. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires se chiffre à 1,2 milliard de dollars, ou 1,75 \$ par action, comparativement à un bénéfice net de 1,7 milliard de dollars, ou 2,46 \$ par action, en 2014. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 s'est établi à 453 millions de dollars (0,64 \$ par action), comparativement à 511 millions de dollars (0,72 \$ par action), pour la même période de l'exercice précédent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le résultat comparable s'est élevé à 1,8 milliard de dollars (2,48 \$ par action), comparativement à 1,7 milliard de dollars (2,42 \$ par action) en 2014. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,565 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2016, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,26 \$ par action ordinaire et représente une hausse de 9 %. Il s'agit du seizième exercice consécutif pour lequel le conseil d'administration augmente le dividende.

« Même si l'année 2015 a été très pénible pour le secteur de l'énergie, la performance de notre portefeuille d'actifs énergétiques de haute qualité de 64 milliards de dollars a été satisfaisante, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Exclusion faite d'éléments particuliers, le résultat comparable et les fonds provenant de l'exploitation ont atteint des niveaux record alors que nous avons continué à répondre de façon sûre et fiable aux besoins de nos clients partout en Amérique du Nord. »

Nous avons été très déçus que le permis présidentiel nous soit refusé en ce qui concerne Keystone XL et de la charge de dépréciation hors trésorerie après impôts de 2,9 milliards de dollars qui en a résulté, mais nous sommes en bonne position pour continuer de faire progresser le résultat et les flux de trésorerie au cours des prochains exercices. Nos actifs sont en grande partie soutenus par des modèles d'exploitation réglementés axés sur les coûts de service ou par des contrats à long terme avec des contreparties fiables qui donnent lieu à des flux de trésorerie très prévisibles comportant un risque minimal lié aux produits de base ou au débit. De plus, nous allons de l'avant avec des occasions de croissance à court terme de 13 milliards de dollars dont la mise en service est prévue d'ici 2018. À moyen et à long terme, nous développons des projets de grande envergure garantis sur le plan commercial de 45 milliards de dollars et diverses autres initiatives qui créeront beaucoup de valeur supplémentaire pour les actionnaires.

« Comme nous avons confiance dans nos perspectives d'avenir, nous avons récemment racheté 7,1 millions d'actions ordinaires et nous sommes heureux d'annoncer une majoration de 9 % du dividende sur les actions ordinaires, a ajouté M. Girling. Prenant appui sur la résilience de nos activités de base, sur notre croissance visible à court terme et sur notre solidité financière, notre dividende sur les actions ordinaires devrait croître à un rythme annuel moyen de 8 % à 10 % jusqu'en 2020. Si nos initiatives additionnelles s'avèrent fructueuses, la progression du dividende pourrait continuer de s'accroître à l'avenir. »

Points saillants des résultats du quatrième trimestre et de l'exercice 2015

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

- Résultats financiers du quatrième trimestre de 2015 :
 - Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 2,5 milliards de dollars ou 3,47 \$ par action.
 - Résultat comparable de 453 millions de dollars ou 0,64 \$ par action.
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,5 milliard de dollars.
 - Fonds provenant de l'exploitation totalisant 1,2 milliard de dollars.
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 778 millions de dollars ou 1,10 \$ par action.
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 :
 - Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 1,2 milliard de dollars ou 1,75 \$ par action.
 - Résultat comparable de 1,8 milliard de dollars ou 2,48 \$ par action.
 - BAIIA comparable de 5,9 milliards de dollars.
 - Fonds provenant de l'exploitation totalisant 4,5 milliards de dollars.
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 3,5 milliards de dollars ou 5,00 \$ par action.
- Annonce d'une majoration du dividende trimestriel sur les actions ordinaires de 9 % qui le porte à 0,565 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2016.
- Dépôt d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités permettant le rachat d'au plus 21,3 millions d'actions ordinaires d'ici le 22 novembre 2016 et rachat de 7,1 millions d'actions ordinaires pour 307 millions de dollars aux termes de ce programme en date du 10 février 2016.
- Acquisition d'une participation supplémentaire dans Bruce Power pour 236 millions de dollars, portant notre participation à 48,5 %.
- Annonce de l'entente d'allongement du cycle de vie de Bruce Power qui prolongera la durée de vie utile de l'installation jusqu'en 2064. La quote-part estimative revenant à TransCanada des dépenses d'investissement sur la durée de l'entente se chiffre à 6,5 milliards de dollars (selon la valeur du dollar en 2014).
- Obtention d'un contrat pour la construction du gazoduc de Tuxpan-Tula au Mexique (500 millions de dollars US).
- Annonce de la conclusion par le réseau de NGTL d'une entente sur les besoins en produits de deux ans avec les clients pour 2016-2017 et signature de contrats qui nécessiteront un nouvel agrandissement d'environ 600 millions de dollars pour 2018.
- Vente d'une participation de 49,9 % dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») à TC PipeLines, LP pour 223 millions de dollars US.
- Modification de la demande soumise à l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») relativement à l'oléoduc Énergie Est pour rendre compte d'un ajustement du tracé, du calendrier et du coût en capital.
- Prise de mesures juridiques à la suite du refus par l'administration des États-Unis d'accorder un permis présidentiel pour l'oléoduc Keystone XL.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a reculé de 2,9 milliards de dollars pour donner lieu à une perte nette de 2,5 milliards de dollars ou 3,47 \$ par action pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période de l'exercice précédent. Le quatrième trimestre de 2015 tient compte d'une perte nette de 2,9 milliards de dollars attribuable à des éléments particuliers, dont une charge de dépréciation de 2,9 milliards de dollars après les impôts liée à Keystone XL, une provision pour perte de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore, une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la dépréciation d'un équipement de turbine détenu à des fins d'utilisation future par le secteur de l'énergie, une charge de règlement de la dette de 27 millions de dollars après les impôts liée au regroupement de Bruce A et de Bruce B, une charge de 60 millions de dollars après les impôts liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise et un ajustement positif de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC PipeLines, LP dans Great Lakes. Le quatrième trimestre de 2014 comprenait un gain de 8 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Gas Pacifico/INNERGY. Les deux périodes comprennent des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques. Tous ces éléments particuliers sont exclus du résultat comparable.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établie à 1,2 milliard de dollars ou 1,75 \$ par action, comparativement à un bénéfice net de 1,7 milliard de dollars ou 2,46 \$ par action en 2014. Les résultats de 2015 tiennent compte d'une perte nette de 3,0 milliards de dollars découlant d'éléments particuliers, y compris ceux qui sont mentionnés précédemment pour le quatrième trimestre, ainsi que d'une augmentation de 34 millions de dollars du taux d'imposition des sociétés en Alberta. Les résultats de 2014 comprenaient un gain net de 99 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Cancarb et de la centrale électrique connexe, une charge de 32 millions de dollars après les impôts liée à la résiliation d'un contrat de stockage de gaz naturel et un gain de 8 millions de dollars après les impôts tiré de la vente de Gas

Pacifico/INNERGY. Ces montants, de même que les gains et les pertes non réalisés découlant des activités de gestion des risques, ont été exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 s'est chiffré à 453 millions de dollars ou 0,64 \$ par action, comparativement à 511 millions de dollars ou 0,72 \$ par action pour la même période en 2014. L'apport inférieur des installations énergétiques au Canada et du réseau principal du Canada a été partiellement compensé par la hausse du résultat tiré du réseau d'oléoducs Keystone.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le résultat comparable s'est chiffré à 1,8 milliard de dollars ou 2,48 \$ par action, comparativement à 1,7 milliard de dollars ou 2,42 \$ par action en 2014. La hausse du résultat provenant du réseau d'oléoducs Keystone, des installations énergétiques aux États-Unis, d'ANR, des installations énergétiques de l'Est et du Mexique a été partiellement contrebalancée par l'apport inférieur des installations énergétiques de l'Ouest et de Bruce Power.

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

Gazoducs :

- *Réseau de NGTL* : En 2015, quelque 350 millions de dollars de nouvelles installations ont été mises en service. Pour l'avenir, le réseau de NGTL continue d'aménager des installations liées à l'offre et à la demande supplémentaires d'environ 7,3 milliards de dollars. Nous avons reçu les approbations au titre de la réglementation pour environ 2,3 milliards de dollars pour ces installations, dont des installations d'une valeur de quelque 450 millions de dollars sont en cours de construction. Nous avons soumis une demande d'approbation pour d'autres installations d'environ 2,0 milliards de dollars et nous attendons le processus d'examen réglementaire. Il nous reste à déposer les demandes nécessaires pour obtenir l'autorisation de construire et d'exploiter des installations supplémentaires de 3,0 milliards de dollars.

Dans le cadre de notre programme d'investissement, nous avons annoncé récemment l'expansion en 2018 pour 600 millions de dollars supplémentaires d'installations requises sur le réseau de NGTL. Le programme d'expansion de 2018 est composé de multiples projets de pipelines de 20 à 48 pouces de diamètre sur une distance totale d'environ 88 kilomètres (55 milles), d'un nouveau poste de compression, d'environ 35 postes de comptage nouveaux et agrandis et d'autres installations connexes. Les demandes pour obtenir les autorisations pour la construction et l'exploitation des diverses composantes du programme d'expansion de 2018 seront déposées auprès de l'ONÉ entre le deuxième et le quatrième trimestre de 2016. La construction devrait s'amorcer en 2017, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires, et toutes les installations devraient être mises en service en 2018.

- *Entente sur les besoins en produits du réseau de NGTL* : En décembre, nous avons conclu une entente de deux ans sur les besoins en produits avec les clients et d'autres intéressés qui porte sur les coûts annuels, y compris le rendement du capital-actions et l'amortissement, requis pour exploiter le réseau de NGTL en 2016 et 2017. Selon l'entente, le rendement du capital-actions est fixé à 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, l'amortissement est établi à un taux composé prévu de 3,16 % et les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont fixés à 222,5 millions de dollars par année. Un mécanisme incitatif relatif aux écarts permettra à NGTL de réaliser des économies découlant de l'amélioration de la performance tout en prévoyant le transfert de tous les autres coûts, y compris les charges au titre de l'intégrité des gazoducs et les coûts d'émissions. Le 1^{er} décembre 2015, NGTL a soumis une demande d'approbation de l'entente à l'ONÉ.
- *Projet de réseau principal de l'Est et Énergie Est* : En octobre 2014, une demande a été déposée pour le projet de réseau principal de l'Est qui porte sur deux nouvelles installations gazières requises dans le Sud-Est de l'Ontario par suite du transfert proposé des actifs du réseau principal au Canada vers le pétrole brut aux fins du projet Énergie Est. Des modifications à la demande d'autorisation ont été déposées en décembre 2015 pour tenir compte de la conclusion d'une entente, que nous avons annoncée en août 2015, avec des sociétés de distribution locales de l'Est dans le but de régler les divergences que ces dernières avaient avec Énergie Est et le projet de réseau principal de l'Est. L'entente prévoit que les consommateurs de gaz de l'Est du Canada disposent d'une capacité de transport de gaz naturel suffisante pour répondre à leurs besoins et obtiennent une réduction des coûts de transport de gaz naturel. Le coût en capital du projet de réseau principal de l'Est est estimé à 2,0 milliards de dollars et il est conditionnel à l'approbation et à la construction de l'oléoduc Énergie Est.

- *Agrandissements du réseau principal au Canada* : En plus du projet de réseau principal de l'Est, de nouvelles installations devront être construites entre 2016 et 2017 pour un total d'environ 700 millions de dollars dans la partie du triangle de l'Est du réseau principal au Canada afin de respecter les ententes contractuelles avec des expéditeurs.
- *Gazoduc de Tuxpan-Tula* : En novembre 2015, la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») nous a octroyé un contrat de 25 ans pour construire, détenir et exploiter le gazoduc de Tuxpan-Tula d'un diamètre de 36 pouces s'étendant sur 250 km (155 milles) et d'un coût de 500 millions de dollars US. Le gazoduc acheminera du gaz naturel depuis Tuxpan, dans l'État de Veracruz, jusqu'à dans les États de Puebla et de Hidalgo, ainsi qu'au centre du Mexique. Le gazoduc desservira de nouvelles centrales électriques ainsi que des centrales existantes qui prévoient faire la transition du mazout vers le gaz naturel comme carburant de base. La construction devrait commencer en 2016 et la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2017.
- *Gazoducs de Topolobampo et Mazatlan* : Le projet de Topolobampo d'un coût de 1 milliard de dollars US et le projet Mazatlan d'un coût de 400 millions de dollars US en sont à la dernière étape de la construction. Les deux projets sont appuyés par des contrats de 25 ans avec la CFE et ils devraient être mis en service à la fin de 2016.
- *Dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4* : ANR Pipeline a déposé le 29 janvier 2016 auprès de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») un dossier tarifaire en vertu de l'article 4 pour demander une hausse de ses tarifs de transport maximaux. Les changements apportés aux sources d'approvisionnement et marchés traditionnels, les changements nécessaires sur le plan de l'exploitation, les mises à jour requises des infrastructures et les nouvelles exigences des organismes de réglementation sont à l'origine de l'investissement requis pour l'entretien des installations, la fiabilité et l'intégrité des réseaux ainsi que d'une augmentation des coûts d'exploitation qui font en sorte que les tarifs actuels ne nous permettent pas d'obtenir un rendement raisonnable sur le capital investi. Nous travaillerons aussi en collaboration avec nos clients afin de trouver une solution qui procure des avantages réciproques par l'entremise de négociations de règlement. Le dernier dossier tarifaire d'ANR a été déposé il y a plus de 20 ans.
- *TC Offshore* : Le 18 décembre 2015, nous avons conclu une entente visant la vente de TC Offshore à un tiers qui devrait se concrétiser au début de 2016. Par conséquent, au 31 décembre 2015, les actifs et passifs connexes ont été classés comme des actifs et des passifs destinés à la vente et inscrits à leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, ce qui a donné lieu à une perte au titre d'actifs destinés à la vente de 125 millions de dollars (86 millions de dollars après les impôts).
- *Vente de PNGTS à TC PipeLines, LP* : Le 1^{er} janvier 2016, nous avons conclu la vente d'une tranche de 49,9 % de notre participation totale de 61,7 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP à un prix de 223 millions de dollars US, incluant la prise en charge du montant proportionnel de dette de PNGTS, soit 35 millions de dollars US.
- *Projet de transport de gaz de Prince Rupert* : En juin 2015, Pacific Northwest LNG (« PNW LNG ») a annoncé une décision d'investissement finale (« DIF ») positive pour son installation de liquéfaction et d'exportation proposée, assujettie à deux conditions. 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 Colombie-Britannique. Cette condition a été remplie en 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, laquelle n'a pas encore été obtenue.

Le projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR ») a obtenu tous les principaux permis réglementaires requis auprès de la B.C. Oil and Gas Commission (« BCOGC ») et du Bureau d'évaluation environnementale de la Colombie-Britannique. Nous poursuivons notre engagement à l'égard des Premières Nations et avons signé des ententes de projet avec dix des Premières Nations situées le long de l'emprise du pipeline.

Nous sommes prêts à entreprendre la construction suivant la confirmation de la DIF par PNW LNG. La mise en service du projet de TGPR est prévue avoir lieu en 2020, mais son calendrier sera harmonisé avec celui de l'installation de liquéfaction de PNW LNG. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris les frais financiers) sont entièrement récupérables.

- *Coastal GasLink* : Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des parties prenantes le long de l'emprise du pipeline ainsi que notre planification détaillée des travaux d'ingénierie et de construction. Nous avons reçu huit des dix permis de pipelines et d'installations nécessaires de la BCOGC et prévoyons recevoir les deux autres au premier trimestre de 2016. Coastal GasLink détiendra alors tous les principaux permis réglementaires nécessaires à ce projet. Nous poursuivons aussi nos efforts de mobilisation auprès des groupes autochtones le long de l'emprise du pipeline et nous avons maintenant entériné des ententes de projet à long terme avec onze groupes des Premières Nations.

Nous débuterons la construction en attendant de recevoir toutes les approbations réglementaires requises et d'obtenir une DIF positive des participants à la coentreprise avec LNG Canada en 2016. La mise en service du gazoduc coïncidera avec les exigences en matière d'exploitation de l'installation de LNG Canada qui sera construite à Kitimat, en Colombie-Britannique. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris les frais financiers) sont entièrement récupérables.

- *Canalisation principale Merrick* : Le projet de canalisation principale Merrick proposé, qui transportera le gaz naturel fourni par le truchement du réseau de NGTL jusqu'à l'entrée du gazoduc proposé de Pacific Trail et se rendra jusqu'au terminal de GNL de Kitimat, près de Kitimat, en Colombie-Britannique, a été reporté. Vers la fin de 2015, les partenaires de GNL de Kitimat nous ont informés qu'ils échelonnaient l'aménagement de l'installation de GNL de Kitimat sur une plus longue période. Comme la canalisation principale Merrick est tributaire de la construction de l'infrastructure en aval, l'entrée en service de cette canalisation n'aura pas lieu avant 2021.

Pipelines de liquides :

- *Réseau d'oléoducs Keystone* : Au quatrième trimestre de 2015, nous avons conclu des contrats à long terme supplémentaires qui portent à plus de 545 000 b/j le nombre total de barils visés par des contrats.
- *Latéral et terminal de Houston* : Le 13 janvier 2016, nous avons conclu une entente avec Magellan Midstream Partners L.P. (« Magellan ») visant le raccord de notre terminal de Houston au réseau d'acheminement de Houston et de Texas City, au Texas, de Magellan. Nous détiendrons une participation de 50 % dans ce projet pipelinier évalué à 50 millions de dollars US, ce qui améliorera le raccordement de notre réseau d'oléoducs Keystone au marché de Houston. Le pipeline devrait entrer en activité au premier semestre de 2017, sous réserve de l'obtention de l'ensemble des emprises, des permis et des approbations réglementaires nécessaires.
- *Pipeline de CITGO à Sour Lake* : Nous avons conclu une entente avec CITGO Petroleum (« CITGO ») visant la construction d'un pipeline de raccordement de 65 millions de dollars US entre le réseau d'oléoducs Keystone afin d'accéder au terminal de Sour Lake, au Texas, appartenant à CITGO qui approvisionne sa raffinerie de Lake Charles, en Louisiane, d'une capacité de 425 000 b/j. Ce raccordement devrait être en activité au quatrième trimestre de 2016.
- *Keystone XL* : La décision relative à la demande de permis pour Keystone XL a été reportée au cours de 2015 par le Département d'État des États-Unis, et le permis a finalement été refusé en novembre 2015.

Au 31 décembre 2015, à la suite du refus d'octroyer le permis présidentiel, nous avons soumis notre participation dans Keystone XL et les projets connexes, y compris le terminal de Keystone à Hardisty, à un test de dépréciation. Ce test nous a permis de déterminer que la valeur comptable de ces actifs n'était plus recouvrable, et nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie totalisant 3,7 milliards de dollars (2,9 milliards de dollars après les impôts). La charge de dépréciation correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur de 621 millions de dollars, y compris une juste valeur de 93 millions de dollars pour le terminal de Keystone à Hardisty. Le terminal de Keystone à Hardisty reste en veilleuse, et sa date de mise en service estimative sera dictée par les besoins du marché.

Le 6 janvier 2016, nous avons déposé un avis d'intention visant à déposer une réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA ») pour faire suite à la décision de l'administration américaine de refuser l'octroi d'un permis présidentiel pour ce qui est de l'oléoduc Keystone XL sur la base que la décision est arbitraire et injustifiée. Nous cherchons à recouvrer des coûts ainsi que des dommages-intérêts de plus de 15 milliards de dollars US au moyen de la réclamation fondée sur l'ALENA du fait du défaut de l'administration américaine d'honorer ses obligations en vertu de l'ALENA.

Toujours le 6 janvier 2016, nous avons déposé une poursuite auprès du tribunal fédéral des États-Unis à Houston, au Texas, invoquant le fait que la décision rendue par le président américain de ne pas autoriser la construction de Keystone XL outrepassait ses compétences aux termes de la Constitution américaine. La poursuite intentée au tribunal fédéral ne vise pas à obtenir des dommages-intérêts, mais plutôt une déclaration selon laquelle le refus d'octroi de permis n'a aucun fondement et qu'aucune intervention du président n'est requise avant que la construction du pipeline ne commence.

Nous continuons d'appuyer Keystone XL et de passer en revue nos options, dont le dépôt d'une nouvelle demande de permis transfrontalier.

- *Oléoduc Énergie Est* : En décembre 2015, nous avons déposé une modification à une demande d'autorisation existante auprès de l'ONÉ relativement à l'oléoduc Énergie Est pour ajuster le tracé proposé, la portée et le coût en capital du projet afin de refléter le peaufinement et des changements à la portée du projet, notamment le retrait de l'installation portuaire au Québec. Le projet continuera de desservir les trois raffineries de l'Est du Canada le long des emprises à Montréal et dans la ville de Québec, au Québec, et à St-Jean, au Nouveau-Brunswick. Le coût en capital afférent aux modifications de la portée du projet et du calendrier, telles qu'elles sont reflétées dans la demande modifiée, se chiffre désormais à 15,7 milliards de dollars et ce montant ne comprend pas la valeur de transfert des actifs liés au gaz naturel du réseau principal au Canada.

Sous réserve des approbations réglementaires, le pipeline devrait effectuer les premières livraisons d'ici la fin de 2020. Or, le 27 janvier 2016, le gouvernement fédéral du Canada a annoncé des mesures provisoires dans le cadre de son évaluation du projet d'oléoduc Énergie Est. Le gouvernement a annoncé qu'il mènera des consultations supplémentaires auprès des groupes autochtones, qu'il contribuera à faciliter une plus grande participation du public au processus de l'ONÉ et qu'il évaluera l'impact d'Énergie Est sur les émissions de gaz à effet de serre en amont. Le gouvernement demandera une prolongation de six mois du processus d'examen législatif de l'ONÉ et une prorogation de trois mois de la date limite prévue par la loi pour rendre sa décision, ce qui portera le temps total d'examen à 27 mois. Nous passons en revue ces changements et nous en évaluerons l'incidence sur le projet.

- *Pipeline Northern Courier* : La construction du réseau d'oléoducs se poursuit en vue de transporter du bitume et du diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta. Il convient de souligner que le projet fait l'objet de contrats qui ont été négociés à long terme avec Fort Hills, le partenaire dans ce projet. Nous prévoyons que le réseau d'oléoducs sera prêt pour la mise en service en 2017.
- *Pipeline Grand Rapids* : Le pipeline Grand Rapids est un réseau de pipelines de transport de brut et de diluant de 36 pouces et de 20 pouces de diamètre respectivement qui relie la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, aux terminaux de la région d'Edmonton-Heartland, toujours en Alberta. Nous avons constitué une coentreprise avec Brion Energy pour aménager le pipeline Grand Rapids. Chaque partenaire détiendra 50 % du projet pipelinier.

La phase 1 de la construction d'un pipeline de 20 pouces de diamètre partant du nord de l'Alberta vers Edmonton, dans cette même province, et d'un pipeline de 36 pouces de diamètre entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta, va bon train. Nous prévoyons que le service de transport du brut de la phase 1 commencera en 2017. La construction de la phase 2, soit celle du pipeline plus large (36 pouces), sera reportée et la mise en service ira de pair avec une demande suffisante des marchés.

Énergie :

- *Bruce Power* : En décembre 2015, Bruce Power a conclu une entente avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation jusqu'à la fin de 2064. Cette nouvelle entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site.

L'entente modifiée a pris effet le 1^{er} janvier 2016 et confère à Bruce Power la possibilité d'investir immédiatement dans des travaux d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8. La quote-part de notre participation afférente au programme de gestion d'actifs qui s'échelonnait sur la durée de l'entente se chiffre à environ 2,5 milliards de dollars (selon la valeur du dollar en 2014). La quote-part de notre participation afférente au programme de remplacement de composantes principales, qui devrait s'étendre de 2020 à 2033, est d'environ 4 milliards de dollars de plus (selon la valeur du dollar en 2014). Sous réserve de certaines conditions, Bruce Power et la SIERE peuvent opter de ne pas investir dans les travaux résiduels de remplacement de composantes principales si le coût excède certains seuils ou que le coût engagé ne confère pas d'avantages économiques suffisants. L'entente a été établie de sorte à tenir compte des nouvelles données sur les coûts au fil du temps, y compris les coûts d'exploitation courants et de plus importants investissements de capitaux. Bruce Power a commencé à recevoir un prix uniforme de 65,73 \$ le MWh pour l'ensemble de ses réacteurs en 2016. Pendant la durée de l'entente, le prix sera assujéti à des ajustements pour tenir compte des investissements de capitaux supplémentaires et des changements de coûts.

En parallèle, nous avons exercé notre option visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour une contrepartie de 236 millions de dollars auprès du Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (« OMERS »). À la suite de cette acquisition, Bruce A et Bruce B ont regroupé leurs activités pour former une structure de société unique. En 2015, nous avons comptabilisé une charge de 36 millions de dollars (27 millions de dollars après les impôts), qui représente notre quote-part, au titre du règlement de la dette de Bruce Power dans le cadre de ce regroupement. TransCanada et OMERS détiennent tous deux une participation de 48,5 % dans cette société nouvellement regroupée.

- *Ironwood* : Le 1^{er} février 2016, nous avons acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, située à Lebanon, en Pennsylvanie, pour 657 millions de dollars US compte non tenu des ajustements postérieurs à la clôture. La centrale Ironwood fournit de l'énergie au marché de l'électricité de PJM et constituera pour nous une plateforme robuste à partir de laquelle nous pourrions continuer à augmenter notre clientèle de gros, commerciale et industrielle dans la région.
- *Projet Napanee* : La construction de la nouvelle centrale alimentée au gaz naturel de Napanee d'une capacité de 900 MW se poursuit dans l'Est de l'Ontario. Nous prévoyons investir environ 1,0 milliard de dollars dans la centrale pendant la construction, dont l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin de 2017 ou au début de 2018. La production de l'installation est visée par des contrats conclus avec la SIERE.
- *Charge de dépréciation d'un équipement de turbine* : Au quatrième trimestre de 2015, nous avons comptabilisé une perte de valeur de 59 millions de dollars au titre d'un équipement de turbine acheté pour un nouveau projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé.

Siège social :

- *Dividende sur les actions ordinaires* : Notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,565 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2016 sur les actions ordinaires en circulation de TransCanada. Le montant trimestriel correspond à un dividende annualisé de 2,26 \$ par action ordinaire et représente une hausse de 9 % par rapport au dividende précédent. Il s'agit du seizième exercice consécutif pour lequel le conseil d'administration a majoré le dividende.
- *Rachat d'actions ordinaires* : Le 19 novembre 2015, la société a annoncé que la Bourse de Toronto (« TSX ») avait approuvé une offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui permet le rachat d'au plus 21,3 millions d'actions ordinaires entre le 23 novembre 2015 et le 22 novembre 2016, aux cours en vigueur majorés des frais de courtage ou à tout autre prix autorisé par la TSX. Au 10 février 2016, la société avait racheté 7,1 millions d'actions ordinaires pour 307 millions de dollars aux termes de ce programme.

- *Restructuration et transformation de l'entreprise* : Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise. Bien que notre stratégie d'entreprise ne soit aucunement modifiée, nous avons entrepris cette initiative en vue de maximiser l'efficacité et l'efficacité de nos activités actuelles et de réduire les coûts dans leur ensemble. Au quatrième trimestre, nous avons comptabilisé une charge de 60 millions de dollars après les impôts, dont 28 millions de dollars pour le programme de 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes attendues aux termes de contrats de location. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la charge a totalisé 74 millions de dollars après les impôts.
- *Activités de financement* : En octobre 2015, nous avons émis des billets à moyen terme échéant le 15 novembre 2041 et portant intérêt à 4,55 % pour un montant de 400 millions de dollars, et en novembre 2015, nous avons émis des billets à deux ans à taux fixe échéant le 9 novembre 2017 et portant intérêt à 1,625 % pour un montant de 1,0 milliard de dollars US. En janvier 2016, nous avons émis des titres supplémentaires totalisant 1,25 milliard de dollars US sur les marchés américains des titres d'emprunt, dont des billets à 10 ans portant intérêt à 4,875 % pour un montant de 850 millions de dollars US et des billets à trois ans portant intérêt à 3,125 % pour un montant de 400 millions de dollars US.

Téléconférence et webémission :

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 11 février 2016 pour discuter des résultats financiers du quatrième trimestre de 2015. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur, Développement de l'entreprise, et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 13 h (HR) ou à 15 h (HE).

Les analystes, membres des médias et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 866.223.7781 ou le 416.340.2216 (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.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HE), le 18 février 2016; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 9573850.

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

Forte d'une expérience de plus de 65 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 pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel. Le réseau de gazoducs exploité par TransCanada s'étend sur plus de 67 000 kilomètres (42 000 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 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 13 100 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada est en train d'aménager l'un des plus importants réseaux de transport de liquides 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. Visitez TransCanada.com et [notre blogue](#) pour en apprendre davantage, ou [suivez-nous sur les médias sociaux](#) et [3BL Media](#).

Renseignements aux médias :

Mark Cooper ou Terry Cunha
403.920.7859 ou 800.608.7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta ou Stuart Kampel
403.920.7911 ou 800.361.6522

Points saillants des résultats financiers du quatrième trimestre de 2015

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	2014	2015	2014
Bénéfice				
Produits	2 851	2 616	11 300	10 185
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	458	(1 240)	1 743
par action ordinaire – de base et dilué	(3,47) \$	0,65 \$	(1,75) \$	2,46 \$
BAIIA comparable ¹	1 527	1 521	5 908	5 521
Résultat comparable ¹	453	511	1 755	1 715
par action ordinaire ¹	0,64 \$	0,72 \$	2,48 \$	2,42 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 159	1 178	4 513	4 268
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(20)	12	(398)	(189)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 139	1 190	4 115	4 079
Flux de trésorerie distribuables comparables¹				
par action ordinaire ¹	1,10 \$	1,11 \$	5,00 \$	4,81 \$
Activités d'investissement				
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	1 170	1 108	3 918	3 489
Dépenses d'investissement – projets en cours d'aménagement	46	344	511	848
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	190	61	493	256
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	236	60	236	241
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	9	—	196
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,52 \$	0,48 \$	2,08 \$	1,92 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
Moyenne de la période	708	709	709	708
Fin de la période	703	709	703	709

¹ Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire 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 sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

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 communiqué 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 prévus dans le cas des projets planifiés (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- les rachats d'actions ordinaires prévus aux termes de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations 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 communiqué de presse.

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 pipelinrières;
- 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 réclamations d'assurance;

- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié aux contreparties;
- 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, d'imposition 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, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il 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).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- BAIIA
- BAIL;
- fonds provenant de l'exploitation;
- flux de trésorerie distribuables;
- flux de trésorerie distribuables par action ordinaire;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAIL comparable;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire;
- bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable;
- intérêts débiteurs comparables;
- intérêts créditeurs et autres comparables;
- charge d'impôts comparable;
- bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle 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 communiqué.

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.

Flux de trésorerie distribuables

Les flux de trésorerie distribuables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation majorés des distributions en excédent de la quote-part du bénéfice et diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses d'investissement de maintien représentent les coûts nécessaires pour maintenir la capacité opérationnelle de nos actifs et de nos investissements. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Voir la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un rapprochement avec les 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
flux de trésorerie distribuables comparables	flux de trésorerie distribuables
flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	flux de trésorerie distribuables par action ordinaire
bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable	bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
intérêts débiteurs comparables	intérêts débiteurs
intérêts créditeurs et autres comparables	intérêts créditeurs et autres
charge d'impôts comparable	charge d'impôts
bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable	bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

Toute décision de ne pas ajuster une mesure en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements et des ajustements d'impôts sur le bénéfice et de modifications apportées aux taux en vigueur;
- des gains ou des pertes à la vente d'actifs;

- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;
- la dépréciation d'actifs et d'investissements.

Nous excluons du calcul du résultat comparable et d'autres mesures comparables 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 variations non réalisées de la juste valeur 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 – quatrième trimestre de 2015

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Gazoducs	572	621	2 220	2 187
Pipelines de liquides	(3 413)	230	(2 630)	843
Énergie	82	219	812	1 051
Siège social	(161)	(43)	(301)	(150)
Total (de la perte) du bénéfice sectoriel(le)	(2 920)	1 027	101	3 931
Intérêts débiteurs	(380)	(323)	(1 370)	(1 198)
Intérêts créditeurs et autres	80	28	163	91
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(3 220)	732	(1 106)	2 824
Recouvrement (charge) d'impôts	646	(206)	(34)	(831)
(Perte nette) bénéfice net	(2 574)	526	(1 140)	1 993
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	139	(43)	(6)	(153)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(2 435)	483	(1 146)	1 840
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(25)	(94)	(97)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	458	(1 240)	1 743
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	(3,47) \$	0,65 \$	(1,75) \$	2,46 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 2 916 millions de dollars par rapport à la même période en 2014 pour donner lieu à une perte nette de 2 458 millions de dollars. Les résultats de 2015 comprennent les éléments suivants :

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une charge de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue pour le début de 2016;
- une charge nette de 60 millions de dollars après les impôts liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise, dont un montant de 28 millions de dollars principalement lié aux indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine détenu à des fins d'utilisation future par notre secteur de l'énergie;
- une charge de 27 millions de dollars après les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;

- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la charge de dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC PipeLines, LP dans Great Lakes.

Les résultats de 2014 comprennent les éléments suivants :

- un gain de 8 millions de dollars après les impôts à la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacifico/INNERGY.

Les résultats des 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 clos le 31 décembre 2015, le résultat comparable a reculé de 58 millions de dollars par rapport à la même période en 2014. Il en est question à la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable » ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	458	(1 240)	1 743
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	2 891	—	2 891	—
Perte à la vente de TC Offshore	86	—	86	—
Coûts de restructuration	60	—	74	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	43	—	43	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	34	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	27	—	27	—
Participations sans contrôle – (TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes)	(199)	—	(199)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(99)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	32
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	—	(8)	—	(8)
Activités de gestion des risques ¹	3	61	39	47
Résultat comparable	453	511	1 755	1 715
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire	(3,47) \$	0,65 \$	(1,75) \$	2,46 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	4,08	—	4,08	—
Perte à la vente de TC Offshore	0,12	—	0,12	—
Coûts de restructuration	0,08	—	0,10	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	0,06	—	0,06	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	0,05	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	0,04	—	0,04	—
Participations sans contrôle – (TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes)	(0,28)	—	(0,28)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(0,14)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	0,04
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	—	(0,01)	—	(0,01)
Activités de gestion des risques ¹	0,01	0,08	0,06	0,07
Résultat comparable par action ordinaire	0,64 \$	0,72 \$	2,48 \$	2,42 \$

¹ Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	(1)	(11)	(8)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	(8)	(85)	(30)	(55)
Stockage de gaz naturel	(1)	9	1	13
Change	4	(12)	(21)	(21)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	3	38	19	27
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(3)	(61)	(39)	(47)

Le résultat comparable a diminué de 58 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014. Cette situation est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des revenus incitatifs pour le réseau principal au Canada
- le résultat inférieur des installations énergétiques au Canada en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des volumes moindres aux termes de CAE des installations énergétiques de l'Ouest, le recul du résultat de Bruce Power attribuable à un nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus accru et à une hausse des dépenses d'exploitation de Bruce A, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par un plus petit nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et une diminution de la charge locative de Bruce B, ainsi que la

baisse du résultat tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée des installations énergétiques de l'Est;

- la progression du résultat attribuable au secteur Pipelines de liquides en raison de l'accroissement des volumes visés par des contrats;
- l'augmentation des intérêts débiteurs découlant des émissions de titres d'emprunt à long terme et de la cessation des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de permis opposé par le Président des États-Unis le 6 novembre 2015.

Le raffermissement du dollar américain en 2015 par rapport à 2014 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis. Cet effet a toutefois été annulé en 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.

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 13 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 45 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à plus long terme garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte de l'incidence du taux de change, des intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

Tous les coûts des projets 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 31 décembre 2015		
(non audité – en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Sommaire		
Projets à court terme	13,4	3,9
Projets à moyen et à long terme	45,2	2,1
Total du programme d'investissement	58,6	6,0
Incidence du change sur le programme d'investissement¹	4,5	0,8

¹ Compte tenu d'un taux de change de 1,38 \$ au 31 décembre 2015.

Projets à court terme

au 31 décembre 2015		Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
(non audité – en milliards de dollars)	Secteur			
Acquisition de Ironwood	Énergie	2016	0,7 US	—
Latéral et terminal de Houston	Pipelines de liquides	2016	0,6 US	0,5 US
Topolobampo	Gazoducs	2016	1,0 US	0,9 US
Mazatlan	Gazoducs	2016	0,4 US	0,3 US
Grand Rapids, phase 1 ¹	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,5
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,6
Tuxpan-Tula	Gazoducs	2017	0,5 US	—
Réseau principal au Canada – autres	Gazoducs	2016-2017	0,7	0,1
Réseau de NGTL – North Montney	Gazoducs	2017	1,7	0,3
– Installations de 2016-2017	Gazoducs	2016-2018	2,7	0,3
– Installations de 2018	Gazoducs	2018	0,6	—
– Autres	Gazoducs	2016-2017	0,4	0,1
Napanee	Énergie	2017 ou 2018	1,0	0,3
Bruce Power – allongement du cycle de vie ¹	Énergie	2016-2020	1,2	—
Total des projets à court terme			13,4	3,9

¹ Notre quote-part.

Projets à moyen et à long terme

Les projets à moyen et à long terme comportent une plus grande incertitude en ce qui a trait au calendrier et aux coûts estimatifs des projets. Les dates de mise en service prévues de ces projets sont en 2019 et par la suite, et les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous rendent compte des coûts les plus récents pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement publiés. Ces projets sont tous garantis sur le plan commercial mais ils sont assujettis à des approbations, notamment la DIF du promoteur et/ou des processus réglementaires complexes.

au 31 décembre 2015		Coût estimatif du projet	Valeur comptable
(non audité – en milliards de dollars)	Secteur		
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	0,9	0,1
Upland	Pipelines de liquides	0,6 US	—
Grand Rapids, phase 2 ¹	Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power – allongement du cycle de vie ¹	Énergie	5,3	—
Projets de Keystone			
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	8,0 US	0,4 US
Terminal de Keystone à Hardisty ²	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets Énergie Est			
Énergie Est ³	Pipelines de liquides	15,7	0,7
Projet de réseau principal de l'Est	Gazoducs	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs	4,8	0,3
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs	5,0	0,4
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs	1,9	—
Total des projets à moyen et à long terme		45,2	2,1

¹ Notre quote-part.

² La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation.

³ À l'exclusion du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

Gazoducs

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). Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	984	884	3 477	3 241
Amortissement	(287)	(272)	(1 132)	(1 063)
BAII comparable	697	612	2 345	2 178
Postes particuliers :				
Perte à la vente de TC Offshore	(125)	—	(125)	—
Gain à la vente de Gas Pacifico/INNERGY	—	9	—	9
Bénéfice sectoriel	572	621	2 220	2 187

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs a fléchi de 49 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014 et il tenait compte d'une provision pour perte de 125 millions de dollars avant les impôts comptabilisée à la suite de l'entente conclue en décembre 2015 visant la vente de TC Offshore dont la clôture est prévue au début de 2016. Le bénéfice sectoriel de 2014 comprenait un gain de 9 millions de dollars avant les impôts lié à la vente de Gas Pacifico/INNERGY en novembre 2014. Ces montants ont été exclus de notre calcul du BAII comparable. Le BAII comparable et le BAIIA comparable sont analysés ci-dessous.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Gazoducs au Canada				
Réseau principal au Canada	354	396	1 230	1 334
Réseau de NGTL	259	219	934	856
Foothills	26	26	107	106
Autres gazoducs au Canada ¹	6	5	27	22
BAIIA comparable des gazoducs au Canada	645	646	2 298	2 318
Amortissement	(213)	(208)	(845)	(821)
BAII comparable des gazoducs au Canada	432	438	1 453	1 497

Gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars US)

ANR	55	47	232	189
TC PipeLines, LP ^{1, 2}	30	23	106	88
Great Lakes ³	28	13	63	49
Autres gazoducs aux États-Unis (Bison ⁴ , Iroquois ¹ , GTN ⁵ , Portland ⁶)	18	32	84	132
Mexique (Guadalajara, Tamazunchale)	43	43	181	160
Échelle internationale et autres ^{1, 7}	2	(5)	4	(10)
Participations sans contrôle ⁸	84	65	292	241
BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	260	218	962	849
Amortissement	(55)	(57)	(224)	(219)
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale	205	161	738	630
Incidence du change	68	24	206	68
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis et à l'échelle internationale (en dollars CA)	273	185	944	698
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(8)	(11)	(52)	(17)
BAII comparable du secteur des gazoducs	697	612	2 345	2 178

- 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^{er} octobre 2014, nous avons vendu notre participation résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} 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			
	31 décembre 2015	1 ^{er} avril 2015	1 ^{er} octobre 2014	1 ^{er} janvier 2014
TC PipeLines, LP	28,0	28,3	28,3	28,9
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :				
Bison	28,0	28,3	28,3	20,2
GTN	28,0	28,3	19,8	20,2
Great Lakes	13,0	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^{er} octobre 2014, nous n'avons aucune participation directe dans Bison. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1^{er} juillet 2013.
- ⁵ Depuis le 1^{er} avril 2015, nous n'avons aucune participation directe dans GTN. Notre participation directe antérieure était de 30 % au 1^{er} juillet 2013.
- ⁶ Ces données représentent notre participation de 61,7 %.
- ⁷ Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY, 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 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 bénéfice net et le BAIIA comparable 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 ou les pertes au titre des incitatifs et, s'ils sont importants, les frais financiers sur les variations des produits et des coûts qui sont recouvrées par le truchement des produits au moyen des coûts transférés. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAIIA et le BAII comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts en quasi-totalité 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 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Réseau principal au Canada	52	115	213	300
Réseau de NGTL	69	59	269	241
Foothills	4	4	15	17

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a baissé de 63 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison principalement de la base d'investissement moins élevée en 2015 et du RCA inférieur, soit 10,1 % en 2015 comparativement à 11,5 % en 2014. Les revenus incitatifs de 59 millions de dollars pour 2014 qui ont été comptabilisés au quatrième trimestre de 2014 ont contribué au bénéfice net plus élevé de cette période.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 10 millions de dollars comparativement à la même période en 2014, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée et des pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réalisées en 2014.

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 a augmenté de 42 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014. Cette hausse est imputable à l'incidence nette de l'accroissement des revenus de transport de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, contrebalancé en partie par la progression des dépenses relatives aux travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR.

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

L'amortissement a augmenté de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison du relèvement de la base d'investissement sur le réseau de NGTL, de l'amortissement relatif à l'achèvement du prolongement de Tamazunchale et de l'incidence du raffermissement du dollar américain.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

exercices clos les 31 décembre (non audité)	Réseau principal au Canada ¹		Réseau de NGTL ²		ANR ³	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	4 784	5 690	6 698	6 236	s.o.	s.o.
Volumes livrés (en Gpi ³)						
Total	1 595	1 645	3 884	3 891	1 600	1 588
Moyenne quotidienne	4,4	4,5	10,6	10,7	4,4	4,4

¹ Les volumes livrés par le réseau principal au Canada représentent les livraisons effectuées aux marchés intérieurs et à l'exportation. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 1 122 Gpi³ (1 228 Gpi³ en 2014). La moyenne quotidienne était de 3,1 Gpi³ (3,4 Gpi³ en 2014).

² Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL se sont chiffrés à 4 029 Gpi³ (3 888 Gpi³ en 2014). La moyenne quotidienne était de 11,0 Gpi³ (10,7 Gpi³ en 2014).

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

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR). Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	342	288	1 322	1 059
Amortissement	(69)	(58)	(266)	(216)
BAIL comparable	273	230	1 056	843
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	(3 686)	—	(3 686)	—
(Perte) bénéfice sectoriel(le)	(3 413)	230	(2 630)	843

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a reculé de 3 643 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 par rapport à la même période en 2014 pour donner lieu à une perte sectorielle de 3 413 millions de dollars. La perte sectorielle de 2015 tenait compte d'une charge de dépréciation de 3 686 millions de dollars avant les impôts liée à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de permis opposé par le Président des États-Unis. Ce montant a été exclu de notre calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides est l'équivalent du BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA, est examiné ci-dessous.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Réseau d'oléoducs Keystone	348	294	1 345	1 073
Expansion des affaires dans le secteur des pipelines de liquides	(6)	(6)	(23)	(14)
BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides	342	288	1 322	1 059
Amortissement	(69)	(58)	(266)	(216)
BAII comparable du secteur des pipelines de liquides	273	230	1 056	843
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	61	58	236	215
Dollars US	160	153	640	570
Incidence du change	52	19	180	58
	273	230	1 056	843

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 a augmenté de 54 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison principalement des éléments suivants :

- l'accroissement des volumes visés par des contrats;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison surtout 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). Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	275	385	1 280	1 348
Amortissement	(88)	(79)	(336)	(309)
BAII comparable	187	306	944	1 039
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	(59)	—	(59)	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	(36)	—	(36)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	108
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	(43)
Activités de gestion des risques	(10)	(87)	(37)	(53)
Bénéfice sectoriel	82	219	812	1 051

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a diminué de 137 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014 et il comprenait les éléments particuliers suivants :

- une charge de 59 millions de dollars avant les impôts au titre de la perte de valeur d'un équipement de turbine acheté pour un nouveau projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. Nous avons récemment évalué la possibilité d'utiliser cet équipement pour divers autres projets, et ces évaluations étayaient la dépréciation de la valeur comptable. L'évaluation comportait une comparaison avec des actifs semblables disponibles à la vente sur le marché;
- une charge de 36 millions de dollars avant les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	(1)	(11)	(8)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	(8)	(85)	(30)	(55)
Stockage de gaz naturel	(1)	9	1	13
Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(10)	(87)	(37)	(53)

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.

Les éléments particuliers susmentionnés ont été exclus de notre calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est l'équivalent du BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA, est examiné ci-dessous.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	(1)	59	72	252
Installations énergétiques de l'Est	85	111	394	350
Bruce Power	83	115	285	314
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada¹	167	285	751	916
Amortissement	(49)	(46)	(190)	(179)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada¹	118	239	561	737
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	80	85	418	376
Amortissement	(27)	(27)	(105)	(107)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	53	58	313	269
Incidence du change	19	8	87	27
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	72	66	400	296
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres				
	7	12	15	44
Amortissement	(3)	(3)	(12)	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	4	9	3	32
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires				
	(7)	(8)	(20)	(26)
BAII comparable du secteur de l'énergie¹	187	306	944	1 039

¹ Ces données incluent la quote-part nous revenant du bénéfice d'ASTC Power Partnership et de Portlands Energy, ainsi que la quote-part nous revenant du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable de Bruce Power.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a chuté de 110 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, un effet net des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des volumes moindres aux termes de CAE;
- le recul du résultat de Bruce Power en raison de la baisse des volumes attribuable à un nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus accru et à une hausse des dépenses d'exploitation de Bruce A, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par la hausse des volumes découlant d'un plus petit nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et d'une diminution de la charge locative de Bruce B;
- la baisse du résultat des installations énergétiques de l'Est, en raison surtout du résultat inférieur tiré de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité – en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Produits¹				
Installations énergétiques de l'Ouest	122	189	534	736
Installations énergétiques de l'Est	97	106	455	428
Autres ²	13	28	62	85
	232	323	1 051	1 249
(Perte) bénéfice tiré(e) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	(5)	3	8	45
Achats de produits de base revendus	(87)	(108)	(353)	(404)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(57)	(59)	(248)	(299)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	1	11	8	11
BAIIA comparable	84	170	466	602
Amortissement	(49)	(46)	(190)	(179)
BAII comparable	35	124	276	423
Ventilation du BAIIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest	(1)	59	72	252
Installations énergétiques de l'Est	85	111	394	350
BAIIA comparable	84	170	466	602

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 (de la perte) du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui est titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. La quote-part (de la perte) 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.

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité)	2015	2014	2015	2014
Volumes des ventes (en GWh)				
Offre				
Électricité produite				
Installations énergétiques de l'Ouest	643	660	2 519	2 517
Installations énergétiques de l'Est	766	644	3 911	3 080
Achats				
CAE de Sundance A et B et de Sheerness ¹	2 809	3 283	10 617	11 472
Autres achats	59	7	154	16
	4 277	4 594	17 201	17 085
Ventes				
Électricité vendue à contrat				
Installations énergétiques de l'Ouest	2 080	3 004	7 707	10 484
Installations énergétiques de l'Est	766	644	3 911	3 080
Électricité vendue au comptant				
Installations énergétiques de l'Ouest	1 431	946	5 583	3 521
	4 277	4 594	17 201	17 085
Capacité disponible des centrales²				
Installations énergétiques de l'Ouest ³	97 %	97 %	97 %	96 %
Installations énergétiques de l'Est ⁴	96 %	93 %	97 %	91 %

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

² 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.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a diminué de 60 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et des volumes moindres aux termes de CAE.

Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 32 %, passant de 31 \$ le MWh pour le trimestre clos le 31 décembre 2014 à 21 \$ le MWh pour le trimestre clos le 31 décembre 2015. L'ajout de nouvelles centrales au gaz naturel en 2015 a contribué à un marché bien approvisionné. Ainsi, nous avons observé un petit nombre d'heures à prix élevé. 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 en raison des activités de passation de contrats.

La diminution de 8 millions de dollars de la quote-part du bénéfice pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014 est principalement attribuable à l'incidence de la baisse des prix du marché au comptant en Alberta sur le bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui détient notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B. La quote-part du bénéfice ne comprend pas l'incidence des activités contractuelles connexes.

Au quatrième trimestre de 2015, 59 % des ventes des installations énergétiques de l'Ouest ont été effectuées aux termes de contrats, comparativement à 76 % au quatrième trimestre de 2014.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable pour les installations énergétiques de l'Est a reculé de 26 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison de la diminution des produits tirés de la vente de capacité de transport de gaz naturel non utilisée et de la réduction des produits contractuels de Bécancour.

BRUCE POWER

Les résultats reflètent la quote-part qui nous revient. À compter de 2016, les résultats de Bruce Power seront présentés sur une base combinée pour rendre compte de l'entité regroupée. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2015	2014
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable¹				
Bruce A	42	100	205	209
Bruce B	41	15	80	105
	83	115	285	314
Comprend ce qui suit :				
Produits	356	361	1 301	1 256
Charges d'exploitation	(193)	(162)	(691)	(623)
Amortissement et autres	(80)	(84)	(325)	(319)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable¹	83	115	285	314
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	(36)	—	(36)	—
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation¹	47	115	249	314
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²				
Bruce A	87 %	96 %	87 %	82 %
Bruce B	97 %	84 %	87 %	90 %
Capacité cumulée de Bruce Power	92 %	91 %	87 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus				
Bruce A	38	—	164	118
Bruce B	2	53	163	127
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus				
Bruce A	9	13	28	123
Bruce B	6	4	17	4
Volumes des ventes (en GWh) ¹				
Bruce A	2 809	3 299	11 148	10 526
Bruce B	2 579	1 915	8 210	8 197
	5 388	5 214	19 358	18 723
Prix de vente réalisé par MWh ³				
Bruce A	67 \$	72 \$	71 \$	72 \$
Bruce B	57 \$	58 \$	55 \$	56 \$
Capacité cumulée de Bruce Power	61 \$	65 \$	63 \$	63 \$

¹ Ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B jusqu'au 3 décembre 2015, date à laquelle nous avons augmenté notre participation dans Bruce B et Bruce A et Bruce B ont été regroupées. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

² 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.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable de Bruce A a accusé un recul de 58 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison de la baisse des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la hausse des charges d'exploitation.

Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comparable de Bruce B a augmenté de 26 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison de la hausse des volumes attribuable à un nombre moindre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et de la diminution de la charge locative aux termes du contrat de location avec l'Ontario Power Generation.

Le 3 décembre 2015, Bruce Power a conclu une entente avec la SIERE pour prolonger la durée de vie utile de la centrale de Bruce Power jusqu'en 2064. Cette nouvelle entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui a donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site.

L'entente modifiée, dont les effets économiques sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2016, permet à Bruce Power d'investir immédiatement dans des activités de prolongement de la durée de vie utile des réacteurs 3 à 8 dans le cadre du programme de remise à neuf à long terme. Cet investissement rapide dans le programme de gestion d'actifs se traduira par un prolongement de la durée de vie utile à brève échéance, ce qui permettra un investissement ultérieur dans les travaux de remplacement des composantes principales qui devraient débiter en 2020.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power a commencé à toucher un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh pour l'ensemble des réacteurs en janvier 2016. Au fil du temps, le prix pourra être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de remplacement des composantes principales. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme.

Notre quote-part estimative de l'investissement au titre du programme de gestion d'actifs devant être réalisé sur la durée de l'entente se chiffre à environ 2,5 milliards de dollars (selon la valeur du dollar en 2014). Notre quote-part estimative de l'investissement dans les travaux de remplacement des composantes principales visant les réacteurs 3 à 8 pour la période allant de 2020 à 2033 s'élève à environ 4 milliards de dollars supplémentaires (selon la valeur du dollar en 2014).

Sous certaines conditions, Bruce Power et la SIERE peuvent renoncer à effectuer le reste des investissements de remplacement des composantes principales si le coût dépasse certains seuils ou si le programme ne produit pas des avantages économiques suffisants. L'entente a été structurée de manière à tenir compte de l'évolution du coût des intrants au fil du temps, notamment les coûts d'exploitation courants et les investissements majeurs.

Le 3 décembre 2015, nous avons exercé notre option d'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour 236 millions de dollars auprès du Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario. Le 4 décembre 2015, Bruce B et Bruce A ont été regroupées pour former une structure de société unique par l'entremise de Bruce Power LP, dans laquelle nous détenons maintenant une participation de 48,5 %. Avant l'acquisition de la participation supplémentaire dans Bruce B et le regroupement, nous possédions une participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.

Avant l'entente modifiée conclue avec la SIERE, toute l'électricité produite par les réacteurs 1 à 4 de Bruce A était vendue à un prix fixe par MWh qui était ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation et d'autres dispositions du contrat. De plus, les coûts du combustible de Bruce A étaient récupérés auprès de la SIERE.

Prix fixe de Bruce A	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015	73,42 \$
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	71,70 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	70,99 \$

Avant l'entente modifiée conclue avec la SIERE, toute l'électricité produite par les réacteurs 5 à 8 de Bruce B était assujettie à un prix plancher ajusté le 1^{er} avril de chaque année en fonction de l'inflation.

Prix plancher de Bruce B	Par MWh
Du 1 ^{er} avril 2015 au 31 décembre 2015	54,13 \$
Du 1 ^{er} avril 2014 au 31 mars 2015	52,86 \$
Du 1 ^{er} avril 2013 au 31 mars 2014	52,34 \$

Les montants reçus au cours d'une année civile conformément au mécanisme de prix plancher pour les réacteurs 5 à 8 de Bruce B devaient être remboursés si le prix mensuel moyen sur le marché au comptant était supérieur au prix plancher. Le prix au comptant moyen de l'électricité pour chaque mois de 2015 ayant été inférieur au prix plancher, aucun montant reçu conformément au mécanisme de prix plancher en 2015 ne devra être remboursé.

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

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits				
Installations énergétiques ¹	423	301	1 975	1 794
Capacité	63	84	317	362
	486	385	2 292	2 156
Achats de produits de base revendus	(315)	(270)	(1 474)	(1 297)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ²	(96)	(103)	(422)	(529)
Exclusion faite des activités de gestion des risques ¹	5	73	22	46
BAIIA comparable	80	85	418	376
Amortissement	(27)	(27)	(105)	(107)
BAII comparable	53	58	313	269

¹ Les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés 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 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite	2 093	1 580	7 849	7 742
Achats	5 137	3 866	20 937	13 798
	7 230	5 446	28 786	21 540
Capacité disponible des centrales^{1,2}	79 %	60 %	78 %	82 %

¹ 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 plus élevée au cours du trimestre clos le 31 décembre 2015 qu'à la même période en 2014 en raison d'une interruption de service imprévue aux installations de Ravenswood de septembre 2014 à mai 2015.

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

(non audité)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollar US par MWh)				
Nouvelle-Angleterre ¹	30	41	42	65
New York ²	24	36	39	61
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant de New York² (en dollars US par kilowatt par mois)				
	9,22	11,92	11,44	13,96

¹ Prix au carrefour du Massachusetts, toutes les heures, de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre.

² Ces données représentent le marché du secteur J de New York, où sont situées les installations de Ravenswood.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a baissé de 5 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 par rapport à la même période en 2014, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des produits tirés de la capacité de Ravenswood attribuable à la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York et à l'incidence de la capacité disponible moindre de la centrale;
- la baisse des prix réalisés pour l'électricité par nos installations hydroélectriques de la Nouvelle-Angleterre;
- la production accrue de nos installations de Ravenswood;
- l'augmentation des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, les prix moyens au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 23 % comparativement à la même période en 2014. La diminution des prix au comptant et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une réduction des prix de capacité réalisés dans la région de New York en 2015, principalement en raison de l'augmentation de l'approvisionnement opérationnel disponible sur le marché de la zone J de New York.

Les produits tirés de la capacité ont également subi l'incidence négative de l'interruption de service de Ravenswood de septembre 2014 à mai 2015. Le réseau de NYISO recourt à une moyenne mobile des taux d'arrêts forcés pour calculer le volume de capacité qui permet aux producteurs de recevoir une compensation. Les arrêts d'exploitation ont une incidence sur les volumes de capacité et les produits connexes sur une base différée, comme en témoignent les résultats de cette méthode. Par conséquent, les produits tirés de la capacité pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 rendent compte d'une incidence négative comparativement à la même période de 2014. L'interruption de service continue d'être prise en compte dans la moyenne mobile des taux d'arrêts forcés.

Les prix de gros de l'électricité à New York et en Nouvelle-Angleterre ont été moindres pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 par rapport à la même période en 2014. Les prix au comptant de l'électricité ont reculé de 27 % en Nouvelle-Angleterre et de 33 % à New York pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014. Les deux marchés ont connu une baisse des prix du gaz naturel en 2015 comparativement à 2014.

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 au cours du trimestre clos le 31 décembre 2015 qu'à la même période en 2014 puisque nous avons élargi notre clientèle sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

Au 31 décembre 2015, les installations énergétiques aux États-Unis avaient conclu des contrats visant quelque 6 600 GWh d'électricité, ou 70 % de leur production prévue, pour 2016 et environ 3 000 GWh, ou 33 % de leur production prévue, pour 2017. 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 pour le stockage de gaz naturel et autres a baissé de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, principalement en raison de la diminution des produits exclusifs découlant de la réduction des écarts sur les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel.

Siège social

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec les pertes sectorielles (l'équivalent des mesures conformes aux PCGR). Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons et à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA comparable	(74)	(36)	(171)	(127)
Amortissement	(8)	(7)	(31)	(23)
BAII comparable	(82)	(43)	(202)	(150)
Postes particuliers :				
Coûts de restructuration	(79)	—	(99)	—
Pertes sectorielles	(161)	(43)	(301)	(150)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, les pertes sectorielles du siège social ont augmenté de 118 millions de dollars par rapport à la même période en 2014 et elles tenaient compte d'une charge de 79 millions de dollars avant les impôts au titre des charges de restructuration, dont un montant de 36 millions de dollars lié aux indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 43 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ce montant a été exclu de notre calcul du BAII comparable et du BAIIA comparable.

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. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Intérêts comparables sur la dette à long terme (y compris les intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur)				
Libellés en dollars CA	(113)	(108)	(437)	(443)
Libellés en dollars US	(234)	(216)	(911)	(854)
Change	(78)	(30)	(255)	(90)
	(425)	(354)	(1 603)	(1 387)
Intérêts divers et amortissement	(12)	(29)	(47)	(70)
Intérêts capitalisés	57	60	280	259
Intérêts débiteurs comparables	(380)	(323)	(1 370)	(1 198)
Postes particuliers ¹	—	—	—	—
Intérêts débiteurs	(380)	(323)	(1 370)	(1 198)

¹ Aucun poste particulier n'est compris dans ces périodes.

Les intérêts débiteurs comparables ont augmenté de 57 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des intérêts débiteurs pour tenir compte de l'émission des titres d'emprunt suivants :
 - 1,0 milliard de dollars US en novembre 2015
 - 400 millions de dollars en octobre 2015
 - 750 millions de dollars en juillet 2015
 - 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
- situation partiellement contrebalancée par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés 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;
- la diminution des frais financiers dus aux expéditeurs en 2015 sur le montant positif de la variation des produits nets pour le réseau principal au Canada;
- la hausse des intérêts capitalisés principalement attribuable aux projets de GNL et à la centrale électrique de Napanee, partiellement contrebalancée par la cessation des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de permis opposé par le Président des États-Unis le 6 novembre 2015.

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité – en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Intérêts créditeurs et autres comparables	76	40	184	112
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Activités de gestion des risques	4	(12)	(21)	(21)
Intérêts créditeurs et autres	80	28	163	91

Les intérêts créditeurs et autres comparables ont augmenté de 36 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- 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;
- les 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;
- l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion du fonds de roulement libellé en devises.

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité – en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Charge d'impôts comparable	(235)	(243)	(903)	(859)
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	795	—	795	—
Perte à la vente de TC Offshore	39	—	39	—
Coûts de restructuration	19	—	25	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	16	—	16	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(34)	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	9	—	9	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(9)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	11
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	—	(1)	—	(1)
Activités de gestion des risques	3	38	19	27
Recouvrement (charge) d'impôts	646	(206)	(34)	(831)

La charge d'impôts comparable a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison principalement de la baisse du résultat avant les impôts et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité – en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable	(60)	(43)	(205)	(153)
Postes particuliers :				
TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes	199	—	199	—
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	139	(43)	(6)	(153)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 182 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014 en raison d'une charge de dépréciation comptabilisée par TC Pipelines, LP au titre de l'écart d'acquisition lié à sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. Au 31 décembre 2015, TC PipeLines, LP a comptabilisé une dépréciation de 199 millions de dollars US. Lors de la consolidation, nous avons inscrit la quote-part de 72 % attribuable à la participation sans contrôle de cette charge de dépréciation de TC PipeLines, LP qui s'est établie à 143 millions de dollars US, soit 199 millions de dollars (en dollars canadiens). La charge de dépréciation de TC PipeLines, LP n'est pas comptabilisée au niveau de la consolidation de TransCanada en raison de la valeur comptable moindre à laquelle nous comptabilisons Great Lakes. Cette incidence favorable de 199 millions de dollars sur le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable est exclue du calcul du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable a augmenté de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comparativement à la même période en 2014, en raison surtout de la hausse du résultat découlant de la vente à TC PipeLines, LP en avril 2015 de notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN ainsi que par l'incidence du raffermissement du dollar américain sur les résultats équivalents en dollars canadiens de TC PipeLines, LP.

Les dividendes versés sur les actions privilégiées se sont établis à 23 millions de dollars pour le trimestre et à 94 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 (25 millions de dollars et 97 millions de dollars, respectivement, en 2014).

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2015	2014	2015	2014
BAIIA	(2 468)	1 443	1 866	5 542
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	3 686	—	3 686	—
Perte à la vente de TC Offshore	125	—	125	—
Coûts de restructuration	79	—	99	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	59	—	59	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	36	—	36	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	43
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	—	(9)	—	(9)
Activités de gestion des risques ¹	10	87	37	53
BAIIA comparable	1 527	1 521	5 908	5 521
Amortissement	452	416	1 765	1 611
BAII comparable	1 075	1 105	4 143	3 910
Autres postes de l'état des résultats				
Intérêts débiteurs comparables	(380)	(323)	(1 370)	(1 198)
Intérêts créditeurs et autres charges comparables	76	40	184	112
Charge d'impôts comparable	(235)	(243)	(903)	(859)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle comparable	(60)	(43)	(205)	(153)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(25)	(94)	(97)
Résultat comparable	453	511	1 755	1 715
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	(2 891)	—	(2 891)	—
Perte à la vente de TC Offshore	(86)	—	(86)	—
Coûts de restructuration	(60)	—	(74)	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	(43)	—	(43)	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(34)	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	(27)	—	(27)	—
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes)	199	—	199	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	99
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	(32)
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	—	8	—	8
Activités de gestion des risques ¹	(3)	(61)	(39)	(47)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	458	(1 240)	1 743
Intérêts créditeurs et autres comparables	76	40	184	112
Postes particuliers :				
Activités de gestion des risques ¹	4	(12)	(21)	(21)
Intérêts créditeurs et autres	80	28	163	91

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Charge d'impôts comparable	(235)	(243)	(903)	(859)
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	795	—	795	—
Perte à la vente de TC Offshore	39	—	39	—
Coûts de restructuration	19	—	25	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	16	—	16	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	9	—	9	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(34)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	(9)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	11
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	—	(1)	—	(1)
Activités de gestion des risques ¹	3	38	19	27
Recouvrement (charge) d'impôts	646	(206)	(34)	(831)
Résultat comparable par action ordinaire	0,64 \$	0,72 \$	2,48 \$	2,42 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	(4,08)	—	(4,08)	—
Perte à la vente de TC Offshore	(0,12)	—	(0,12)	—
Coûts de restructuration	(0,08)	—	(0,10)	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	(0,06)	—	(0,06)	—
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(0,05)	—
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	(0,04)	—	(0,04)	—
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes)	0,28	—	0,28	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	—	0,14
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	(0,04)
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	—	0,01	—	0,01
Activités de gestion des risques ¹	(0,01)	(0,08)	(0,06)	(0,07)
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire	(3,47) \$	0,65 \$	(1,75) \$	2,46 \$

1	Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
		2015	2014	2015	2014
	Installations énergétiques au Canada	(1)	(11)	(8)	(11)
	Installations énergétiques aux États-Unis	(8)	(85)	(30)	(55)
	Stockage de gaz naturel	(1)	9	1	13
	Change	4	(12)	(21)	(21)
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	3	38	19	27
	Total des pertes découlant des activités de gestion des risques	(3)	(61)	(39)	(47)

BAIIA et BAII comparables selon le secteur d'exploitation

trimestre clos le 31 décembre 2015 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	859	(3 344)	170	(153)	(2 468)
Postes particuliers :					
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	3 686	—	—	3 686
Perte à la vente de TC Offshore	125	—	—	—	125
Coûts de restructuration	—	—	—	79	79
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	—	—	59	—	59
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	—	—	36	—	36
Activités de gestion des risques	—	—	10	—	10
BAIIA comparable	984	342	275	(74)	1 527
Amortissement	(287)	(69)	(88)	(8)	(452)
BAII comparable	697	273	187	(82)	1 075

trimestre clos le 31 décembre 2014 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	893	288	298	(36)	1 443
Postes particuliers :					
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	(9)	—	—	—	(9)
Activités de gestion des risques	—	—	87	—	87
BAIIA comparable	884	288	385	(36)	1 521
Amortissement	(272)	(58)	(79)	(7)	(416)
BAII comparable	612	230	306	(43)	1 105

exercice clos le 31 décembre 2015 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	3 352	(2 364)	1 148	(270)	1 866
Postes particuliers :					
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	3 686	—	—	3 686
Perte à la vente de TC Offshore	125	—	—	—	125
Coûts de restructuration	—	—	—	99	99
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	—	—	59	—	59
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	—	—	36	—	36
Activités de gestion des risques	—	—	37	—	37
BAIIA comparable	3 477	1 322	1 280	(171)	5 908
Amortissement	(1 132)	(266)	(336)	(31)	(1 765)
BAII comparable	2 345	1 056	944	(202)	4 143

exercice clos le 31 décembre 2014 (non audité – en millions de dollars)	Gazoducs	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
BAIIA	3 250	1 059	1 360	(127)	5 542
Postes particuliers :					
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(108)	—	(108)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	43	—	43
Gain à la vente de Gas Pacifico/ INNERGY	(9)	—	—	—	(9)
Activités de gestion des risques	—	—	53	—	53
BAIIA comparable	3 241	1 059	1 348	(127)	5 521
Amortissement	(1 063)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
BAII comparable	2 178	843	1 039	(150)	3 910

Flux de trésorerie distribuables comparables

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 139	1 190	4 115	4 079
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	20	(12)	398	189
Fonds provenant de l'exploitation	1 159	1 178	4 513	4 268
Distributions en excédent de la quote-part du bénéfice	5	10	226	159
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(23)	(25)	(92)	(94)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(56)	(44)	(224)	(178)
Dépenses d'investissement de maintien, y compris les participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(353)	(333)	(937)	(781)
Flux de trésorerie distribuables	732	786	3 486	3 374
Postes particuliers influant sur les flux de trésorerie distribuables (déduction faite des impôts) :				
Coûts de restructuration	46	—	60	—
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	—	32
Flux de trésorerie distribuables comparables	778	786	3 546	3 406
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	1,10 \$	1,11 \$	5,00 \$	4,81 \$

État consolidé condensé des résultats

	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2015	2014	2015	2014
Produits				
Gazoducs	1 487	1 399	5 383	4 913
Pipelines de liquides	469	435	1 879	1 547
Énergie	895	782	4 038	3 725
	2 851	2 616	11 300	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	90	160	440	522
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	906	810	3 250	2 973
Achats de produits de base revendus	506	414	2 237	1 836
Impôts fonciers	127	118	517	473
Amortissement	452	416	1 765	1 611
Charge de dépréciation d'actifs	3 745	—	3 745	—
	5 736	1 758	11 514	6 893
(Perte) gain lié(e) aux actifs destinés à la vente ou vendus	(125)	9	(125)	117
Charges financières				
Intérêts débiteurs	380	323	1 370	1 198
Intérêts créditeurs et autres	(80)	(28)	(163)	(91)
	300	295	1 207	1 107
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	(3 220)	732	(1 106)	2 824
(Recouvrement) charge d'impôts				
Exigibles	12	41	136	145
Reportés	(658)	165	(102)	686
	(646)	206	34	831
(Perte nette) bénéfice net	(2 574)	526	(1 140)	1 993
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(139)	43	6	153
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant contrôle	(2 435)	483	(1 146)	1 840
Dividendes sur les actions privilégiées	23	25	94	97
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	458	(1 240)	1 743
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué	(3,47) \$	0,65 \$	(1,75) \$	2,46 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,52 \$	0,48 \$	2,08 \$	1,92 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	708	709	709	708
Dilué	708	710	709	710

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
(Perte nette) bénéfice net	(2 574)	526	(1 140)	1 993
Amortissement	452	416	1 765	1 611
Charge de dépréciation d'actifs	3 745	—	3 745	—
Impôts reportés	(658)	165	(102)	686
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(90)	(160)	(440)	(522)
Bénéfices répartis provenant des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	179	164	576	579
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	3	9	44	37
Perte liée (gain lié) aux actifs destinés à la vente ou vendus	125	(9)	125	(117)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(50)	(36)	(165)	(95)
Pertes non réalisées sur les instruments financiers	6	99	58	74
Autres	21	4	47	22
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(20)	12	(398)	(189)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 139	1 190	4 115	4 079
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 170)	(1 108)	(3 918)	(3 489)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(46)	(344)	(511)	(848)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(190)	(61)	(493)	(256)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(236)	(60)	(236)	(241)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	9	—	196
Distributions en excédent de la quote-part du bénéfice	5	10	226	159
Montants reportés et autres	82	(106)	322	335
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 555)	(1 660)	(4 610)	(4 144)
Activités de financement				
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(554)	689	(1 382)	544
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 722	23	5 045	1 403
Remboursements sur la dette à long terme	(39)	(49)	(2 105)	(1 069)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	—	917	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(368)	(340)	(1 446)	(1 345)
Dividendes sur les actions privilégiées	(23)	(25)	(92)	(94)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(56)	(44)	(224)	(178)
Actions ordinaires émises	15	4	27	47
Actions ordinaires rachetées	(294)	—	(294)	—
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	24	—	55	79
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	—	(200)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	427	258	744	(373)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	84	3	112	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
	95	(209)	361	(438)
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Début de la période	755	698	489	927
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Fin de la période	850	489	850	489

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2015	31 décembre 2014
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	850	489
Débiteurs	1 388	1 313
Stocks	323	292
Autres	1 353	1 019
	3 914	3 113
Immobilisations corporelles déduction faite de l'amortissement cumulé de 22 299 \$ et de 19 864 \$, respectivement	44 817	41 774
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 214	5 598
Actifs réglementaires	1 184	1 297
Écart d'acquisition	4 812	4 034
Actifs incorporels et autres actifs	3 191	2 646
Placements restreints	351	63
	64 483	58 525
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 218	2 467
Créditeurs et autres	3 021	2 892
Intérêts courus	520	424
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 547	1 797
	7 306	7 580
Passifs réglementaires	1 159	263
Autres passifs à long terme	1 260	1 052
Passifs d'impôts reportés	5 144	4 857
Dette à long terme	29 037	22 960
Billets subordonnés de rang inférieur	2 422	1 160
	46 328	37 872
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	12 102	12 202
Émises et en circulation : 703 millions d'actions 31 décembre 2015		
709 millions d'actions 31 décembre 2014		
Actions privilégiées	2 499	2 255
Surplus d'apport	7	370
Bénéfices non répartis	2 769	5 478
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(939)	(1 235)
Participations assurant le contrôle	16 438	19 070
Participations sans contrôle	1 717	1 583
	18 155	20 653
	64 483	58 525

Informations sectorielles

trimestre clos les 31 décembre (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	1 487	1 399	469	435	895	782	—	—	2 851	2 616
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	45	39	—	—	45	121	—	—	90	160
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(463)	(471)	(109)	(133)	(181)	(170)	(153)	(36)	(906)	(810)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(506)	(414)	—	—	(506)	(414)
Impôts fonciers	(85)	(83)	(18)	(14)	(24)	(21)	—	—	(127)	(118)
Amortissement	(287)	(272)	(69)	(58)	(88)	(79)	(8)	(7)	(452)	(416)
Charge de dépréciation d'actifs	—	—	(3 686)	—	(59)	—	—	—	(3 745)	—
(Perte) gain lié(e) aux actifs destinés à la vente ou vendus	(125)	9	—	—	—	—	—	—	(125)	9
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	572	621	(3 413)	230	82	219	(161)	(43)	(2 920)	1 027
Intérêts débiteurs									(380)	(323)
Intérêts créditeurs et autres									80	28
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									(3 220)	732
Recouvrement (charge) d'impôts									646	(206)
(Perte nette) bénéfice net									(2 574)	526
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									139	(43)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									(2 435)	483
Dividendes sur les actions privilégiées									(23)	(25)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									(2 458)	458

exercices clos les 31 décembre (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	5 383	4 913	1 879	1 547	4 038	3 725	—	—	11 300	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	179	163	—	—	261	359	—	—	440	522
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 736)	(1 501)	(478)	(426)	(766)	(919)	(270)	(127)	(3 250)	(2 973)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 237)	(1 836)	—	—	(2 237)	(1 836)
Impôts fonciers	(349)	(334)	(79)	(62)	(89)	(77)	—	—	(517)	(473)
Amortissement	(1 132)	(1 063)	(266)	(216)	(336)	(309)	(31)	(23)	(1 765)	(1 611)
Charge de dépréciation d'actifs	—	—	(3 686)	—	(59)	—	—	—	(3 745)	—
(Perte) gain lié(e) aux actifs destinés à la vente ou vendus	(125)	9	—	—	—	108	—	—	(125)	117
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	2 220	2 187	(2 630)	843	812	1 051	(301)	(150)	101	3 931
Intérêts débiteurs									(1 370)	(1 198)
Intérêts créditeurs et autres									163	91
(Perte) bénéfice avant les impôts sur le bénéfice									(1 106)	2 824
Charge d'impôts									(34)	(831)
(Perte nette) bénéfice net									(1 140)	1 993
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle									(6)	(153)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle									(1 146)	1 840
Dividendes sur les actions privilégiées									(94)	(97)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires									(1 240)	1 743

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2015	31 décembre 2014
Gazoducs	31 072	27 103
Pipelines de liquides	16 046	16 116
Énergie	15 558	14 197
Siège social	1 807	1 109
	64 483	58 525