

Communiqué de presse

TransCanada présente ses résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2016 La hausse de 10,6 % reflète un solide rendement et des perspectives de croissance

CALGARY (Alberta) – **Le 16 février 2017** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada ») a annoncé aujourd'hui une perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 358 millions de dollars (0,43 \$ par action) pour le quatrième trimestre de 2016, comparativement à une perte nette de 2,5 milliards de dollars (3,47 \$ par action) pour la même période en 2015. Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est établi à 124 millions de dollars (0,16 \$ par action) pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, comparativement à une perte nette de 1,2 milliard de dollars (1,75 \$ par action) en 2015. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2016 a atteint 626 millions de dollars (0,75 \$ par action), comparativement à 453 millions de dollars (0,64 \$ par action) pour la même période en 2015. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le résultat comparable s'est établi à 2,1 milliards de dollars (2,78 \$ par action), comparativement à 1,8 milliard de dollars (2,48 \$ par action) en 2015. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,625 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2017, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,50 \$ par action ordinaire, en hausse de 10,6 %. Il s'agit de la dix-septième année consécutive au cours de laquelle le conseil d'administration augmente le dividende.

« Exclusion faite des postes particuliers, nous avons dégagé des résultats financiers inégalés en 2016, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable par action a progressé de 12 %, comparativement à 2015, et les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont été supérieures à 5 milliards de dollars pour la première fois de l'histoire de la société. »

« De plus, 2016 a été une année de transformation pour TransCanada, a ajouté M. Girling. L'acquisition de Columbia a raffermi notre position parmi les sociétés d'infrastructures énergétiques de premier plan en Amérique du Nord grâce à l'ajout d'un vaste réseau de gazoducs reliant les bassins d'approvisionnement gazier les plus productifs du continent aux marchés les plus intéressants, ce qui constitue pour nous une autre plateforme pour la croissance. Aujourd'hui, nous développons un portefeuille de projets d'investissements à court terme dominant dans l'industrie de 23 milliards de dollars qui devrait dégager une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie et soutenir la croissance annuelle prévue de notre dividende selon un taux dans la portion supérieure de la fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2020. »

« Nous avons également continué à saisir des occasions additionnelles de croissance interne à moyen et à long terme dans nos trois entreprises essentielles, les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Ce portefeuille consiste actuellement en des projets de grande envergure de plus de 45 milliards de dollars qui comprennent les projets de Keystone XL et l'entente d'allongement du cycle de vie de Bruce Power. Si ces projets ou d'autres initiatives de croissance s'avèrent fructueux, la progression du dividende de la société pourrait continuer de s'accroître jusqu'en 2020 et au-delà. »

Points saillants du quatrième trimestre et de l'exercice

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

- Résultats financiers du quatrième trimestre 2016
 - Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires de 358 millions de dollars (0,43 \$ par action)
 - Résultat comparable de 626 millions de dollars (0,75 \$ par action)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable de 1,9 milliard de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,6 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,4 milliard de dollars
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 964 millions de dollars (1,16 \$ par action ordinaire)
- Résultats financiers de l'exercice clos le 31 décembre 2016
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 124 millions de dollars (0,16 \$ par action)
 - Résultat comparable de 2,1 milliards de dollars (2,78 \$ par action)
 - BAIIA comparable de 6,6 milliards de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 5,1 milliards de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 5,2 milliards de dollars
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 3,7 milliards de dollars (4,83 \$ par action ordinaire)
- Points saillants du quatrième trimestre
 - Annonce d'une hausse de 10,6 % du dividende trimestriel à 0,625 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2017
 - Annonce de la vente de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis pour un produit totalisant 3,3 milliards de dollars US, exclusion faite de la valeur devant être réalisée par notre entreprise de commercialisation d'électricité
 - Annonce de notre décision de conserver notre participation intégrale dans une entreprise de gazoducs en croissance au Mexique
 - Annonce de l'acquisition envisagée de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») au prix de 17,00 \$ US par part ordinaire. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017
 - Mobilisation d'un montant d'environ 3,5 milliards de dollars au moyen de l'émission de 60,2 millions d'actions ordinaires au prix de 58,50 \$ par action ordinaire
 - Mobilisation d'un montant de 1,0 milliard de dollars au moyen d'un placement de 40 millions d'actions privilégiées de premier rang à 25 \$ par action
 - Annonce de l'expansion du projet de Saddle West du réseau de NGTL de 0,6 milliard de dollars visant à accroître la capacité de transport de gaz naturel dans la partie nord-ouest du réseau
 - Le 26 janvier 2017, dépôt d'une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État des États-Unis pour le projet d'oléoducs Keystone XL

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 2,1 milliards de dollars par rapport à la même période en 2015 pour s'établir à une perte nette de 358 millions de dollars (0,43 \$ par action). Le quatrième trimestre de 2016 comprend une perte de 870 millions de dollars, après les impôts, par suite de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, une charge additionnelle de 68 millions de dollars, après les impôts, pour régler la résiliation de nos CAE en Alberta, une charge de 67 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») et certains autres postes particuliers comme les gains et les pertes non réalisés sur les activités de gestion des risques. Les résultats du quatrième trimestre de 2015 comprenaient une charge de dépréciation de 2,9 milliards de dollars, après les impôts, liée à Keystone XL et aux projets connexes ainsi que certains autres postes particuliers. Tous ces postes particuliers sont exclus du résultat comparable.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré à 124 millions de dollars (0,16 \$ par action) comparativement à une perte nette de 1,2 milliard de dollars (1,75 \$ par action) en 2015. Les résultats de 2016 tiennent compte d'une perte nette de 2,0 milliards de dollars afférente à des postes particuliers dont ceux qui ont été décrits ci-dessus dans les résultats du quatrième trimestre ainsi que d'une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood, d'une charge de dépréciation additionnelle de 176 millions de dollars, après les impôts, sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE, des coûts additionnels de 206 millions de dollars, après les impôts, liés à l'acquisition de Columbia se rapportant essentiellement aux paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription, et de certains autres postes particuliers, y compris les gains et pertes non réalisés sur les activités de gestion des risques. Les résultats de 2015 comprenaient une charge de dépréciation de 2,9 milliards de dollars, après les impôts, liée à Keystone XL, comme il est mentionné précédemment, et certains autres postes particuliers. Ces montants ont été exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2016 s'est établi à 626 millions de dollars (0,75 \$ par action), comparativement à 453 millions de dollars (0,64 \$ par action) pour la même période en 2015. Cette hausse de 173 millions de dollars (0,11 \$ par action) est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants : l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis provenant du résultat supplémentaire dégagé par Columbia après l'acquisition de cette dernière, le 1^{er} juillet 2016, et de l'accroissement des produits tirés du transport dégagés par ANR depuis l'augmentation des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} août 2016; l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés, l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique, essentiellement grâce aux résultats dégagés par le gazoduc Topolobampo depuis juillet 2016; le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de l'incidence nette de la diminution des volumes sur Marketlink et de l'augmentation des volumes sur l'oléoduc Keystone, le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la hausse des prix réalisés sur les volumes de production et de la résiliation des CAE en Alberta et la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés.

Le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2016 a atteint 2,1 milliards de dollars (2,78 \$ par action), comparativement à 1,8 milliard de dollars (2,48 \$ par action) en 2015. Le résultat plus élevé de nos gazoducs aux États-Unis provenant du résultat supplémentaire dégagé par Columbia et ANR, la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets pipeliniers à tarifs réglementés, l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique, grâce aux résultats dégagés par le gazoduc Topolobampo, et la hausse des produits tirés de nos actifs de stockage de gaz naturel ont été en partie contrebalancés par le recul du résultat de nos pipelines de liquides.

Les montants par action pour 2016 tiennent compte également de l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016.

Suivent les faits marquants récents :

Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires :** Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,625 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2017 sur les actions ordinaires de TransCanada en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 2,50 \$ par action ordinaire, en hausse de 10,6 %. Il s'agit de la dix-septième année consécutive au cours de laquelle le conseil d'administration augmente le dividende.
- **Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis :** Le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la vente de Ravenswood, Ironwood, Ocean State Power et Kibby Wind à Helix Generation, LLC, société liée à LS Power Equity Advisors, pour 2,2 milliards de dollars US, et de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, société liée à Arclight Capital Partners, LLC, pour 1,065 milliard de dollars US. Ces deux transactions de vente devraient se conclure au premier semestre de 2017 sous réserve de l'obtention de

certaines approbations des organismes de réglementation et autres et comporteront des ajustements de clôture habituels. Ces ventes devraient se traduire par une perte nette d'environ 1,1 milliard de dollars après les impôts, dont une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition d'une valeur de 656 millions de dollars, après les impôts, comptabilisée au troisième trimestre de 2016, une perte nette d'environ 870 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne comptabilisée au quatrième trimestre de 2016 et d'un gain d'environ 440 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs d'énergie hydraulique qui sera comptabilisé à la clôture de cette transaction. De plus, nous sommes dans le processus de monétiser l'entreprise de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Le produit de ces ventes et la valeur de réalisation future de l'entreprise de commercialisation serviront à rembourser le reliquat des facilités de crédit-relais d'acquisition qui ont servi pour financer une partie de l'acquisition de Columbia.

- **Décision de conserver notre participation intégrale dans une entreprise de gazoducs au Mexique :** Le 1^{er} novembre 2016, nous avons rendu publique notre décision de conserver notre participation intégrale dans un portefeuille en croissance d'actifs de gazoducs au Mexique plutôt que de vendre une participation minoritaire dans six de ces gazoducs, ce qui est conforme à la maximisation de la valeur actionnariale et au maintien d'une structure organisationnelle simple.
- **Columbia Pipeline Partners LP :** Le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une entente et d'un plan de fusion au moyen desquels notre filiale en propriété exclusive Columbia Pipeline Group, Inc. a convenu d'acquérir contre trésorerie la totalité des parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public au prix de 17,00 \$ US la part ordinaire, ce qui donnera lieu à une transaction d'une valeur globale d'environ 915 millions de dollars US. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au cours du premier trimestre de 2017.
- **Placement d'actions ordinaires :** Le 16 novembre 2016, en parallèle avec notre décision de conserver notre participation intégrale dans une entreprise de gazoducs au Mexique en croissance, nous avons émis 60,2 millions d'actions ordinaires au prix de 58,50 \$ par action pour un produit brut totalisant environ 3,5 milliards de dollars. Le produit du placement a été affecté au remboursement d'une tranche des facilités de crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US, qui a servi à financer une partie de l'acquisition de Columbia.
- **Émission d'actions privilégiées :** En novembre 2016, nous avons mobilisé un montant de 1,0 milliard de dollars provenant du produit brut du placement portant sur 40 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 15 au prix de 25 \$ l'action. Le taux de dividende fixe sur ces actions privilégiées de série 15 a été établi, pour sa période initiale, à 4,9 % par année et il sera ajusté tous les cinq ans à un taux équivalant à la somme du taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 3,85 %, sous réserve d'un taux plancher d'au moins 4,9 % par année.
- **Régime de réinvestissement des dividendes :** À l'heure actuelle, environ 39 % des dividendes sur les actions ordinaires déclarés ont été réinvestis en actions ordinaires de TransCanada.

Gazoducs :

- **Réseau de NGTL :** Le 6 octobre 2016, l'Office national de l'électricité (« ONÉ ») a recommandé au gouvernement fédéral au Canada l'approbation du projet Towerbirch de 0,4 milliard de dollars, y compris l'autorisation à continuer d'employer sa méthode des droits intégraux actuelle pour ce nouveau projet. Le 31 octobre 2016, le gouvernement du Canada a approuvé notre demande pour de nouvelles installations d'une valeur de 1,3 milliard de dollars pour le réseau de NGTL en 2017. Le 7 décembre 2016, nous avons annoncé l'expansion Saddle West du réseau de NGTL. Le projet, d'une valeur de 0,6 milliard de dollars, vise à accroître la capacité de transport de gaz naturel dans la partie nord-ouest du réseau. Le projet devrait

être mis en service en 2019. Au total, NGTL dispose actuellement d'un programme d'investissement à court terme de 3,7 milliards de dollars, qui exclut le projet de gazoducs de North Montney (1,7 milliard de dollars). Nous avons actuellement obtenu les approbations réglementaires relatives à des installations d'une valeur de 2,0 milliards de dollars et nous prévoyons mettre en service de nouvelles installations d'une valeur de 1,6 milliard de dollars en 2017.

- **Réseau principal au Canada :** Au quatrième trimestre de 2016, nous avons mis en service le pipeline de raccordement Kings North, d'une valeur approximative de 310 millions de dollars, et le poste de compression de quelque 75 millions de dollars qui a été ajouté à la station 130 du réseau principal au Canada. À la fin de 2017, nous prévoyons que le projet de boucle Vaughan de 200 millions de dollars sera en service.
- **Projets de Columbia :** Nous poursuivons un programme de croissance et de modernisation de 7,1 milliards de dollars US visant l'ensemble du réseau de Columbia dans l'optique qu'il sera mené à bien d'ici 2020. Le 19 janvier 2017, la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») a rendu une ordonnance approuvant la construction du projet Leach Xpress de 1,4 milliard de dollars US et du projet Rayne Xpress de 0,4 milliard de dollars US. Ces deux projets devraient entrer en service le 1^{er} novembre 2017.
- **Projet Mazatlán :** La construction du projet de 0,4 milliard de dollars US est terminée en attente que des gazoducs de raccordement en amont y acheminent du gaz naturel. Nous avons satisfait à nos obligations contractuelles. Par conséquent, nous avons commencé à percevoir et à comptabiliser des produits conformément au contrat de transport conclu avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») en décembre 2016.
- **Projet Topolobampo :** En juillet 2016, nous avons commencé à percevoir et à enregistrer des produits relatifs au projet de 1,0 milliard de dollars US en vertu d'une disposition de force majeure prévue par le contrat de 25 ans conclu avec la CFE. La mise en service véritable devrait être reportée en 2017 en raison de retards dans la consultation des Autochtones par d'autres parties.

Pipelines de liquides :

- **Keystone XL :** Le 24 janvier 2017, le président américain a signé un mémorandum présidentiel invitant TransCanada à déposer une nouvelle demande de permis présidentiel. Le 26 janvier 2017, nous avons déposé une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État des États-Unis. L'oléoduc prendrait son origine à Hardisty, en Alberta, et s'étendrait vers le sud jusqu'à Steele City, au Nebraska. Compte tenu du temps écoulé depuis le refus du permis présidentiel le 6 novembre 2015, nous sommes à revoir nos contrats d'expédition et certains expéditeurs pourraient décider d'augmenter ou de diminuer les volumes qu'ils s'engagent à transporter. Nous prévoyons que le projet obtiendra le soutien commercial nécessaire pour que TransCanada puisse prendre une décision d'investissement finale.
- **White Spruce :** En décembre 2016, nous avons mené à terme une entente de transport à long terme visant le développement et la construction du pipeline White Spruce de 20 pouces de diamètre, qui transportera du pétrole brut d'une importante usine de sables bitumineux située dans le nord-est de l'Alberta au réseau d'oléoducs de Grand Rapids. Le coût en capital total afférent au projet est estimé à environ 200 millions de dollars. Le pipeline devrait entrer en service en 2018 sous réserve des approbations des organismes de réglementation.

- **Énergie Est** : En janvier 2017, l'ONÉ a nommé trois nouveaux représentants chargés d'examiner le projet. Le 27 janvier 2017, les nouveaux représentants de l'ONÉ ont annulé toutes les décisions rendues par les anciens représentants, et ils décideront comment poursuivre l'audience. TransCanada n'est pas tenue de déposer une nouvelle demande. Une fois que les nouveaux représentants détermineront que la demande afférente au projet est complète et qu'une ordonnance est rendue, c'est alors que commencera la période d'examen de l'ONÉ qui s'étalera sur 21 mois.

Énergie :

- **CAE en Alberta** : En décembre 2016, nous avons entamé des négociations en vue d'un règlement avec le gouvernement de l'Alberta et établi les modalités de règlement de tous les litiges afférents à la résiliation de CAE. Le gouvernement et l'Alberta Balancing Pool ont accepté que nous résiliions les CAE, ce qui a donné lieu au transfert de toutes nos obligations en vertu des CAE à l'Alberta Balancing Pool. Lors du règlement définitif relatif à la résiliation de CAE, nous avons transféré à l'Alberta Balancing Pool un ensemble de crédits environnementaux que nous détenions pour compenser les coûts d'émission des CAE et comptabilisé une charge hors trésorerie de 92 millions de dollars avant les impôts (68 millions de dollars après les impôts) au quatrième trimestre de 2016 se rapportant à la valeur comptable de ces crédits.
- **Napanee** : La construction d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW se poursuit dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans le Grand Napanee, dans l'est de l'Ontario. Nous prévoyons investir environ 1,1 milliard de dollars dans la centrale de Napanee pendant la construction, dont l'exploitation commerciale devrait commencer en 2018. La production de l'installation est entièrement visée par des contrats conclus avec la SIERE.
- **Financement de Bruce Power** : En février 2017, Bruce Power a émis des obligations additionnelles aux termes de son programme de financement et versé une distribution de 362 millions de dollars à TransCanada.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 16 février 2017 pour discuter de nos résultats financiers du quatrième trimestre de 2016 et pour faire une mise à jour sur nos perspectives commerciales et financières. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entreprendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 13 h (HR) ou à 15 h (HE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800.377.0758 ou le 416.340.2218 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct au www.transcanada.com.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HE), le 23 février 2017; il suffira de composer le 800.408.3053 ou le 905.694.9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 9119753.

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

Fort 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. Le réseau de gazoducs exploité par TransCanada s'étend sur plus de 91 500 kilomètres (56 900 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des

grands bassins d’approvisionnement gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est le plus important fournisseur de stockage de gaz naturel et de services connexes sur le continent avec une capacité de stockage de 653 milliards de pieds cubes. Producteur d’électricité indépendant de premier plan, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production de plus de 10 700 mégawatts d’électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage et exploite également l’un des principaux réseaux de pipelines de liquides en Amérique du Nord, qui s’étend sur plus de 4 300 kilomètres (2 700 milles) et raccorde des sources de pétrole continentales en plein essor aux grands marchés et raffineries. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la bourse de Toronto et à la bourse de New York, sous le symbole TRP. Vous pouvez consulter TransCanada.com et [notre blogue](#) pour en apprendre davantage ou [nous rejoindre par l’entremise des médias sociaux](#) et de [3BL Media](#).

- 30 -

Renseignements aux médias :

Mark Cooper ou James Millar
403 920-7859 ou 800 608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

David Moneta ou Stuart Kampel
403 920-7911 ou 800 361-6522

Rapport trimestriel aux actionnaires

Quatrième trimestre de 2016

Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice				
Produits	3 619	2 851	12 505	11 300
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(358)	(2 458)	124	(1 240)
par action ordinaire – de base et dilué(e)	(0,43) \$	(3,47) \$	0,16 \$	(1,75) \$
BAIIA comparable ¹	1 890	1 527	6 647	5 908
Résultat comparable ¹	626	453	2 108	1 755
par action ordinaire ¹	0,75 \$	0,64 \$	2,78 \$	2,48 \$
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 575	1 196	5 069	4 384
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 425	1 229	5 171	4 815
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	964	797	3 665	3 562
par action ordinaire ¹	1,16 \$	1,13 \$	4,83 \$	5,02 \$
Activités d'investissement				
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	1 745	1 170	5 007	3 918
– projets en cours d'aménagement	76	46	295	511
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	195	190	765	493
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	236	13 608	236
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	6	—
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,565 \$	0,52 \$	2,26 \$	2,08 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
Moyenne de la période	832	708	759	709
Fin de la période	864	703	864	703

¹ Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables, 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.

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 de presse peuvent inclure des renseignements portant notamment sur :

- les changements prévus touchant notre entreprise, notamment la cession de certains actifs;
- 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;
- la croissance prévue du dividende;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement et ceux qui sont en attente de permis;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

- la monétisation prévue de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- la nature et la portée des opérations de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- le maintien du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain au niveau actuel ou proche de celui-ci;
- 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.

Risques et incertitudes

- notre capacité de réaliser les avantages attendus de l'acquisition de Columbia;
- le moment et l'exécution de nos ventes d'actifs prévues;
- 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 pipelinères;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos 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 2015.

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

Le présent communiqué de presse fait mention des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAll comparable;
- fonds provenant de l'exploitation;
- fonds provenant de l'exploitation comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables;
- flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire.

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

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de postes particuliers 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.

Toute décision de ne pas ajuster pour tenir compte d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur ce qui suit :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements et des ajustements d'impôts sur le bénéfice et des modifications apportées aux taux en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou au titre des actifs destinés à la vente;
- 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 de l'écart d'acquisition, d'investissements et d'autres d'actifs, y compris certains coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- des coûts d'acquisition.

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

Résultat comparable

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice et la participation sans contrôle, après ajustement en fonction de postes particuliers.

BAll comparable et BAIIA comparable

Le BAll comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers décrits ci-dessus. Nous utilisons le BAll comparable comme une mesure du 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. Le BAIIA comparable est calculé de la même manière que le BAll comparable, sauf qu'il exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes liées aux activités d'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, 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. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Flux de trésorerie distribuables comparables

Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables 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 dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2016, nous avons adopté de manière rétrospective une nouvelle norme comptable conforme aux PCGR des États-Unis. Cette norme nous permet de classer certains bénéfices non répartis reçus d'une participation comptabilisée à la valeur de consolidation, auparavant inclus dans les activités d'investissement, dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation à l'état consolidé des flux de trésorerie. Par conséquent, nous n'avons plus à faire d'ajustement pour tenir compte des distributions en excédent de la quote-part du bénéfice dans le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux.

Le tableau qui suit présente nos mesures non conformes aux PCGR et leur mesure conforme aux PCGR équivalente.

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net (perte nette) par action ordinaire
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Résultats consolidés – quatrième trimestre de 2016

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. En raison de notre acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et de la monétisation prochaine de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons convenu qu'il était pertinent de modifier nos secteurs d'exploitation. De ce fait, nous estimons que nous exploitons notre entreprise selon les secteurs suivants : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie. Cette structure nous permet de communiquer de l'information qui correspond à la manière dont les décisions sur la gestion de notre entreprise sont prises et sa performance, évaluée. Nous comptons aussi le secteur Siège social qui n'est pas lié à l'exploitation et qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance des secteurs d'exploitation et leur fournit divers autres services. L'information sectorielle des périodes précédentes a été retraitée de manière à tenir compte des nouveaux secteurs.

Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification. Par ailleurs, les résultats de Columbia sont intégrés au secteur Gazoducs – États-Unis à partir de la date de l'acquisition, le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia n'ont pas été pris en compte dans les résultats des exercices précédents.

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Gazoducs – Canada	379	423	1 373	1 413
Gazoducs – États-Unis	416	99	1 219	606
Gazoducs – Mexique	105	41	290	171
Pipelines de liquides	218	(3 416)	827	(2 643)
Énergie	(571)	77	(1 140)	792
Siège social	(71)	(144)	(256)	(238)
Total du bénéfice (de la perte) sectoriel(le)	476	(2 920)	2 313	101
Intérêts débiteurs	(542)	(380)	(1 998)	(1 370)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	97	91	419	295
Intérêts créditeurs et autres	(15)	(11)	103	(132)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	16	(3 220)	837	(1 106)
(Charge) recouvrement d'impôts	(274)	646	(352)	(34)
(Perte nette) bénéfice net	(258)	(2 574)	485	(1 140)
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(68)	139	(252)	(6)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(326)	(2 435)	233	(1 146)
Dividendes sur les actions privilégiées	(32)	(23)	(109)	(94)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(358)	(2 458)	124	(1 240)
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)	(0,43) \$	(3,47) \$	0,16 \$	(1,75) \$

La perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 2 100 millions de dollars (3,04 \$ par action) pour s'établir à une perte nette de 358 millions de dollars (0,43 \$ par action) pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015. Le poste (perte nette) bénéfice net par action ordinaire pour 2016 tient compte de l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016.

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

Les résultats de 2016 comprennent les éléments suivants :

- une charge de 870 millions de dollars après les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de 7 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation;
- une perte additionnelle de 68 millions de dollars après les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- une charge de 67 millions de dollars après les impôts correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de restructuration après les impôts de 6 millions de dollars au titre des pertes futures attendues supplémentaires 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.

Les résultats de 2015 comprenaient 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 a eu lieu au 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 28 millions de dollars principalement pour les indemnités de cessation d'emploi 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. 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 après les impôts de 43 millions de dollars liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine appartenant à notre secteur de l'énergie et détenu pour une utilisation future;
- 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.

Le bénéfice net de toutes les périodes comprenait 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 2016, le résultat comparable a augmenté de 173 millions de dollars comparativement à celui de la même période en 2015. 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	
	2016	2015	2016	2015
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(358)	(2 458)	124	(1 240)
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	870	—	873	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	656	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	68	—	244	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	67	—	273	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	(28)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	18	—	42	—
Charges de restructuration	6	60	16	74
Perte sur la vente de TC Offshore	—	86	3	86
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	2 891	—	2 891
Charge de dépréciation liée à l'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)
Activités de gestion des risques ¹	(45)	3	(95)	39
Résultat comparable	626	453	2 108	1 755
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire	(0,43) \$	(3,47) \$	0,16 \$	(1,75) \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	1,05	—	1,15	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	0,86	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	0,08	—	0,32	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	0,08	—	0,37	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	(0,04)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	0,02	—	0,06	—
Charges de restructuration	0,01	0,08	0,02	0,10
Perte sur la vente de TC Offshore	—	0,12	—	0,12
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	4,08	—	4,08
Charge de dépréciation liée à l'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)
Activités de gestion des risques	(0,06)	0,01	(0,12)	0,06
Résultat comparable par action	0,75 \$	0,64 \$	2,78 \$	2,48 \$

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

1

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	1	(1)	4	(8)
Installations énergétiques aux États-Unis	97	(8)	113	(30)
Commercialisation des liquides	4	—	(2)	—
Stockage de gaz naturel	(1)	(1)	8	1
Change	(23)	4	26	(21)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(33)	3	(54)	19
Total des gains non réalisés (pertes non réalisées) découlant des activités de gestion des risques	45	(3)	95	(39)

Le résultat comparable a augmenté de 173 millions de dollars (0,11 \$ par action) pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à celui de la même période en 2015. Le résultat comparable par action pour 2016 tient compte de l'effet de dilution des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016.

La progression du résultat comparable en 2016 est attribuable avant tout à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat tiré des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1^{er} juillet 2016, et à l'augmentation des produits de transport d'ANR provenant de la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} août 2016;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;
- la hausse du résultat tiré des gazoducs au Mexique, essentiellement grâce aux produits dégagés par le gazoduc Topolobampo depuis juillet 2016;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de l'incidence nette de la baisse des volumes sur Marketlink et de la hausse des volumes sur d'oléoduc Keystone;
- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest, en raison de la hausse des prix réalisés sur les volumes générés et de la résiliation de CAE en Alberta;
- le résultat accru du stockage de gaz naturel redevable à l'élargissement des écarts sur les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel.

Le raffermissement du dollar américain au cours de la période écoulée depuis le début de l'exercice par rapport à la même période en 2015 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis et au Mexique, de même que les gains réalisés sur les opérations de couverture du change utilisées pour gérer notre exposition. Toutefois, cet effet a été annulé en partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains.

Programme d'investissement

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. 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.

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

Notre programme d'investissement comprend un montant de 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 48 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à long terme garantis sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte des investissements de maintien, des intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts 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.

Projets à court terme

au 31 décembre 2016		Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
(non audité – en milliards de dollars)				
	Secteur			
Réseau principal au Canada	Gazoducs – Canada	2017-2018	0,3	0,1
Réseau de NGTL – North Montney	Gazoducs – Canada	2018+ ¹	1,7	0,3
– Saddle West	Gazoducs – Canada	2019	0,6	—
– Installations de 2016-2017	Gazoducs – Canada	2017-2020	2,2	0,5
– Installations de 2018	Gazoducs – Canada	2018-2020	0,6	—
– Autres	Gazoducs – Canada	2017-2020	0,3	—
Grand Rapids ²	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,8
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,9
Columbia Gas ³ – Leach XPress	Gazoducs – États-Unis	2017	1,4 US	0,4 US
– Modernisation I	Gazoducs – États-Unis	2017	0,2 US	—
– WB XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	0,8 US	0,2 US
– Mountaineer XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	2,0 US	0,1 US
– Modernisation II	Gazoducs – États-Unis	2018-2020	1,1 US	—
Columbia Gulf ³ – Rayne XPress	Gazoducs – États-Unis	2017	0,4 US	0,2 US
– Accès à Cameron	Gazoducs – États-Unis	2018	0,3 US	0,1 US
– Gulf XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	0,6 US	—
Midstream – Gibraltar	Gazoducs – États-Unis	2017	0,3 US	0,2 US
Tula	Gazoduc – Mexique	2018	0,6 US	0,3 US
White Spruce	Pipelines de liquides	2018	0,2	—
Napanee	Énergie	2018	1,1	0,7
Villa de Reyes	Gazoduc – Mexique	2018	0,6 US	0,2 US
Sur de Texas ²	Gazoduc – Mexique	2018	1,3 US	0,1 US
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	Énergie	jusqu'en 2020+	1,1	0,1
			19,6	5,2
Incidence du change sur les projets à court terme ⁵			3,3	0,6
Total des projets à court terme (en milliards de dollars CA)			22,9	5,8

¹ La date de mise en service dépend de la réception d'une décision d'investissement finale favorable à l'égard du projet de transport de gaz de Prince Rupert.

² Notre quote-part.

³ Les projets de Columbia excluent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, alors que les coûts estimatifs auparavant annoncés l'incluaient.

⁴ Les montants reflètent la quote-part qui nous revient dans les coûts en capital résiduels que Bruce Power prévoit engager dans le cadre de ses programmes d'allongement du cycle de vie avant les arrêts majeurs pour remise à neuf devant s'amorcer en 2020.

⁵ Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,34 \$ au 31 décembre 2016.

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 établis. Ces projets sont tous garantis sur le plan commercial mais ils sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale du promoteur et/ou des processus réglementaires complexes.

au 31 décembre 2016		Coût estimatif	Valeur
(non audité – en milliards de dollars)		du projet	comptable
	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	0,3 US
Terminal Hardisty de Keystone ²	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets Énergie Est			
Énergie Est ³	Pipelines de liquides	15,7	0,8
Réseau principal de l'Est	Gazoducs – Canada	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs – Canada	4,8	0,4
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs - Canada	5,0	0,5
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs – Canada	1,9	—
		45,2	2,3
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme ⁴		2,9	0,1
Total des projets à moyen et à long terme		48,1	2,4
(en milliards de dollars CA)			

¹ Notre quote-part.

² La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée au quatrième trimestre de 2015.

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

⁴ Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,34 \$ au 31 décembre 2016.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Réseau de NGTL	262	255	998	920
Réseau principal au Canada	312	350	1 137	1 216
Autres gazoducs au Canada ¹	28	32	118	133
Expansion des affaires	(3)	(1)	(7)	(11)
BAIIA comparable	599	636	2 246	2 258
Amortissement	(220)	(213)	(873)	(845)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	379	423	1 373	1 413

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills, soit la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM, Ventures LP, et les frais généraux et frais d'administration afférents à nos gazoducs au Canada.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada ont reculé de 44 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon notre RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus ou pertes au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouverts presque en 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	
	2016	2015	2016	2015
Réseau de NGTL	85	69	318	269
Réseau principal au Canada	54	52	208	213

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 16 millions de dollars, comparativement à la même période en 2015, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne et de revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevés en 2016.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison principalement de la hausse des revenus incitatifs, en partie contrebalancée par la diminution de la base d'investissement moyenne et l'accroissement des frais financiers imputés aux expéditeurs relativement aux produits nets excédentaires pour 2016.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a progressé de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison des nouvelles installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2016.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – GAZODUCS DÉTENUS EN PROPRIÉTÉ EXCLUSIVE

exercices clos les 31 décembre (non audité)	Réseau de NGTL ¹		Réseau principal au Canada ²	
	2016	2015	2016	2015
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	7 451	6 698	4 441	4 784
Volumes livrés (Gpi ³)				
Total	4 055	3 884	1 634	1 595
Moyenne quotidienne	11,1	10,6	4,5	4,4

¹ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL ont totalisé 4 117 Gpi³ (4 029 Gpi³ en 2015). La moyenne quotidienne était de 11,3 Gpi³ (11,0 Gpi³ en 2015).

² 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 2016, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 1 055 Gpi³ (1 122 Gpi³ en 2015). La moyenne quotidienne était de 2,9 Gpi³ (3,1 Gpi³ en 2015).

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification. Par ailleurs, les résultats de Columbia sont intégrés au secteur Gazoducs – États-Unis depuis la date d'acquisition, le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia n'ont pas été pris en compte dans les résultats des exercices précédents.

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Columbia Gas ¹	146	—	269	—
ANR	89	53	324	225
TC Pipelines, LP ^{2,3}	28	30	118	106
Great Lakes ^{3,4}	12	28	59	63
Midstream ¹	14	—	40	—
Columbia Gulf ¹	14	—	25	—
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1, 2,3,5}	27	22	73	85
Participations sans contrôle ⁶	101	84	365	292
Expansion des affaires	(1)	—	(3)	(12)
BAIIA comparable	430	217	1 270	759
Amortissement	(108)	(48)	(300)	(190)
BAll comparable	322	169	970	569
Incidence du change	105	55	316	162
BAll comparable (en dollars CA)	427	224	1 286	731
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(11)	—	(63)	—
Perte sur la vente de TC Offshore	—	(125)	(4)	(125)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	416	99	1 219	606

¹ Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016. Les résultats représentent notre participation effective dans ces actifs.

² Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons acquis des participations additionnelles dans Iroquois de 0,65 % le 1^{er} mai 2016 et de 4,87 %, le 31 mars 2016.

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

³ TC PipeLines, LP émet périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui ont pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. Le 1^{er} janvier 2016, nous avons vendu une participation directe de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP et nous détenons encore une participation directe de 11,8 %. Le 1^{er} avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP. Le tableau ci-après présente notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes présentées.

	Pourcentage de participation effective au	
	31 décembre 2016	31 décembre 2015
TC PipeLines, LP	26,8	28,0
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :		
GTN	26,8	28,0
Great Lakes	12,5	13,0
PNGTS	13,4	—

⁴ Ces données représentent notre participation directe de 53,6 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.

⁵ Ces données comprennent notre participation directe dans Iroquois, PNGTS et GTN (jusqu'au 1^{er} avril 2015), notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage et les frais généraux et frais d'administration liés aux gazoducs aux États-Unis.

⁶ Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP, de PNGTS et de Columbia Pipeline Partners LP dans les tronçons qui ne nous appartiennent pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 317 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015, en raison principalement de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel de ce trimestre comprend une charge de 11 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 comprend une perte de 125 millions de dollars avant les impôts (86 millions de dollars après les impôts) par suite d'une entente intervenue en décembre 2015 visant la vente de TC Offshore qui s'est concrétisée au début de 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis, ceux-ci comprenant les résultats de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia et 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 pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 s'est accru de 213 millions de dollars US, par rapport à la même période en 2015, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat de Columbia, à hauteur de 186 millions de dollars US, par suite de l'acquisition réalisée le 1^{er} juillet 2016;
- l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR depuis la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} août 2016 dans le cadre du règlement tarifaire, l'accroissement des produits tirés du transport sur l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et la baisse des coûts d'intégrité des gazoducs, contrebalancés en partie par le repli des ventes de produits de base connexes;
- la baisse des produits tirés du transport dans le cas de Great Lakes.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 60 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire survenu le 1^{er} août 2016.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Topolabampo	41	(1)	81	(3)
Tamazunchale	26	25	106	109
Guadalajara	19	17	68	70
Mazatlán	5	(1)	5	(2)
Autres ^{1,2}	(3)	2	(4)	4
Expansion des affaires	(1)	(4)	(5)	(12)
BAIIA comparable	87	38	251	166
Amortissement	(11)	(7)	(33)	(34)
BAII comparable	76	31	218	132
Incidence du change	29	10	72	39
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	105	41	290	171

¹ Ces données incluent la quote-part nous revenant du bénéfice de TransGas.

² Ces données comprennent les frais généraux et frais d'administration liés aux gazoducs au Mexique ainsi que notre participation effective de 60 % dans notre coentreprise constituée avec IEnova pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Sur de Texas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des Gazoducs au Mexique a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, et il est équivalent au BAII comparable .

Le résultat des activités que nous menons au Mexique est soutenu par des contrats à long terme procurant des produits stables et principalement libellés en dollars US et il est tributaire des coûts relatifs à la prestation des services.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 s'est accru de 49 millions de dollars US par rapport à la même période en 2015, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire dégagé par Topolobampo. La construction du projet Topolobampo a subi un retard qui, selon les modalités du contrat de transport conclu avec la CFE, est considéré comme un événement de force majeure, et des dispositions permettent le recouvrement et la comptabilisation des produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016;
- le résultat supplémentaire de Mazatlán. La construction est achevée et le recouvrement et la comptabilisation des produits ont commencé en décembre 2016 conformément au contrat de transport.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison du début de l'amortissement du projet Topolobampo.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Réseau d'oléoducs Keystone	299	345	1 169	1 333
Expansion des affaires et autres	6	(6)	(3)	(24)
BAIIA comparable	305	339	1 166	1 309
Amortissement	(76)	(69)	(285)	(266)
BAII comparable	229	270	881	1 043
Postes particuliers :				
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(15)	—	(52)	—
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	(3 686)	—	(3 686)
Activités de gestion des risques	4	—	(2)	—
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	218	(3 416)	827	(2 643)
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	64	60	228	232
Dollars US	124	159	493	633
Incidence du change	41	51	160	178
	229	270	881	1 043

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 3 634 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015 et il tient compte d'une charge avant les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet de Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet, ainsi que de pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. La perte sectorielle de 2015 comprend une charge de dépréciation de 3 686 millions de dollars avant les impôts liée à Keystone XL et aux projets connexes au vu du refus du permis présidentiel américain. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides est équivalent au BAII comparable.

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.

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a diminué de 34 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période en 2015. Cette baisse est imputable à l'effet net des éléments suivants :

- la diminution des volumes sur Marketlink;
- l'accroissement des volumes sur l'oléoduc Keystone;
- l'apport grandissant de l'entreprise de commercialisation des liquides;
- la réduction des activités d'expansion des affaires.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de la mise en service de nouvelles installations

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 (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	26	(1)	75	72
Installations énergétiques de l'Est	83	84	353	390
Bruce Power	83	83	293	285
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	192	166	721	747
Amortissement	(25)	(49)	(142)	(190)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	167	117	579	557
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	73	79	396	414
Amortissement	(10)	(27)	(105)	(105)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	63	52	291	309
Incidence du change	20	18	94	86
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	83	70	385	395
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	20	6	59	14
Amortissement	(3)	(3)	(12)	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	17	3	47	2
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(4)	(8)	(15)	(30)
BAII comparable du secteur de l'énergie^{1,2}	263	182	996	924
Postes particuliers :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	(1 085)	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(839)	—	(844)	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	(92)	—	(332)	—
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	97	(10)	125	(37)
(Perte) bénéfice sectoriel(le)	(571)	77	(1 140)	792

¹ Ces données comprenaient les CAE de Sundance A et de Sheerness ainsi que la CAE de Sundance B détenue par l'intermédiaire de notre participation dans ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

² Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Portlands Energy et de Bruce Power, ainsi que d'ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a reculé de 648 millions de dollars pour s'établir à une perte sectorielle de 571 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015 et comprenait les postes particuliers suivants :

- une perte de 839 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente qui comprend une perte de 829 millions de dollars avant les impôts sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et des coûts de 10 millions de dollars avant les impôts relatifs à la monétisation;
- une perte de 92 millions de dollars avant les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE en Alberta;
- une perte de 59 millions de dollars avant les impôts en 2015 au titre de la perte de valeur d'un équipement de turbine précédemment acheté pour un nouveau projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé;
- une charge de 36 millions de dollars avant les impôts en 2015 liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des 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	
	2016	2015	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	1	(1)	4	(8)
Installations énergétiques aux États-Unis	97	(8)	113	(30)
Stockage de gaz naturel	(1)	(1)	8	1
Total des gains non réalisés (pertes non réalisées) découlant des activités de gestion des risques	97	(10)	125	(37)

Les écarts 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.

Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de monétiser notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons dû cesser d'appliquer la comptabilité de couverture à certaines couvertures de flux de trésorerie. Ce changement, de même que le volume accru de nos activités de gestion des risques provoqué par l'élargissement de notre clientèle sur le marché de PJM, a contribué à l'augmentation de la volatilité des activités de gestion des risques des installations énergétiques aux États-Unis.

Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est équivalent au BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a augmenté de 35 millions de dollars pour s'établir à 305 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 alors qu'il était de 270 millions de dollars à la même période en 2015, essentiellement un effet net des éléments suivants :

- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest attribuable à la majoration des prix réalisés sur les volumes de production et à la résiliation des CAE en Alberta;
- le résultat accru tiré du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

Le tableau qui suit présente les composantes du BAIIA comparable et du BAll comparable.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits¹				
Installations énergétiques de l'Ouest	49	123	216	542
Installations énergétiques de l'Est	96	97	411	455
Autres ²	12	13	43	62
	157	233	670	1 059
Bénéfice (perte) tiré(e) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ³	8	(5)	24	8
Achats de produits de base revendus	—	(87)	(60)	(353)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(56)	(58)	(206)	(252)
BAIIA comparable⁴	109	83	428	462
Amortissement	(25)	(49)	(142)	(190)
BAll comparable⁴	84	34	286	272
Ventilation du BAIIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest ⁴	26	(1)	75	72
Installations énergétiques de l'Est	83	84	353	390
BAIIA comparable⁴	109	83	428	462
Capacité disponible des centrales⁵				
Installations énergétiques de l'Ouest	97 %	97 %	93 %	97 %
Installations énergétiques de l'Est ⁶	85 %	96 %	91 %	97 %

¹ Ces données comprennent 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 au Canada qui sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés 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 inutilisée et de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité.

³ Ces données tiennent compte de notre quote-part du bénéfice d'ASTC Power Partnership, qui était titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. Pour 2016, elle exclut une charge de 29 millions de dollars liée à la résiliation de la CAE de Sundance B détenue par ASTC Power Partnership.

⁴ Ces données tiennent compte des CAE de Sundance A, Sundance B et Sheerness jusqu'au 7 mars 2016.

⁵ Pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

⁶ 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 augmenté de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison principalement de la hausse des prix réalisés sur les volumes de production et de la résiliation des CAE en Alberta.

Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation des CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness. Le bénéfice (la perte) tiré(e) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprenait le résultat d'ASTC Power Partnership qui détenait notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B.

Le prix de l'électricité en Alberta est tributaire de plusieurs facteurs, dont les conditions de l'offre et de la demande et le niveau des prix du gaz naturel. Comparativement à la même période en 2015, le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a augmenté de 5 % pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, passant de 21 \$ le MWh à 22 \$ le MWh. Le prix moyen du gaz naturel AECO s'est accru de 25 % pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, passant de 2,34 \$ le GJ à 2,93 \$ le GJ, comparativement à la même période en 2015. Le marché de l'électricité en Alberta est demeuré bien approvisionné, alors que la consommation d'électricité était en baisse à cause surtout de la faiblesse de l'économie.

Après la résiliation des CAE en Alberta, l'amortissement a diminué de 24 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a reculé de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015.

BRUCE POWER

Les résultats de Bruce Power rendent compte de notre participation proportionnelle. Bruce A et Bruce B ont été regroupées en décembre 2015, et les informations comparatives de 2015 sont présentées sur une base combinée afin de refléter l'entité issue du regroupement. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :				
Produits	376	356	1 470	1 301
Charges d'exploitation	(206)	(193)	(849)	(691)
Amortissement et autres	(87)	(80)	(328)	(325)
BAIIA comparable et BAII comparable¹	83	83	293	285
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²	85 %	92 %	83 %	87 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	80	40	415	327
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	27	15	76	45
Volumes des ventes (en GWh) ¹	5 758	5 388	22 178	19 358
Prix de vente réalisé par MWh ³	68 \$	63 \$	67 \$	65 \$

¹ Ces données représentent notre participation de 48,5 % dans Bruce Power après le regroupement du 4 décembre 2015 ainsi que notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B jusqu'au 3 décembre 2015. Les volumes des ventes incluent la production réputée. Le BAIIA comparable de 2015 exclut une charge de règlement de la dette de 36 millions de dollars.

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

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

³ Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférables. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

Le BAIIA comparable tiré de notre participation dans Bruce Power est demeurée stable pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015. Ceci s'explique avant tout par l'accroissement de notre participation et la hausse du prix de vente réalisé, facteurs qui ont été en contrebalancés par la réduction des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation comparativement à la même période en 2015.

En décembre 2015, Bruce Power a conclu une entente avec la SIERE en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation de Bruce Power jusqu'en 2064. Conformément à cette entente, Bruce Power a commencé à recevoir pour l'ensemble de ses réacteurs un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh qui comprend certains coûts transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. 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 de 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.

Bruce Power 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 conclu avec la SIERE prévoit 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 contractuel.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS (monétisation prévue pour le premier semestre de 2017)

Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits¹				
Installations énergétiques ²	542	428	2 192	1 997
Capacité	55	63	278	317
	597	491	2 470	2 314
Achats de produits de base revendus	(407)	(315)	(1 595)	(1 474)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(117)	(97)	(479)	(426)
BAIIA comparable¹	73	79	396	414
Amortissement ⁴	(10)	(27)	(105)	(105)
BAII comparable¹	63	52	291	309

¹ Comprennent les résultats d'Ironwood, depuis le 1^{er} février 2016.

² Ces données comprennent 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 qui 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 sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

³ Ces données comprennent le coût du combustible utilisé pour la production.

⁴ Les actifs des installations énergétiques aux États-Unis destinés à la vente ne sont plus amortis depuis novembre 2016.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

(non audité)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Volumes des ventes physiques (en GWh)				
Offre				
Électricité produite ¹	2 709	2 093	12 752	7 849
Achats	6 879	5 137	26 613	20 937
	9 588	7 230	39 365	28 786
Capacité disponible des centrales²	71 %	79 %	81 %	78 %

¹ L'augmentation est principalement attribuable à l'acquisition d'Ironwood.

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

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

(non audité)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (en dollars US par MWh)				
Nouvelle-Angleterre ¹	34	30	30	42
New York ²	31	24	29	39
PJM ³	25	s. o.	25	s. o.
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant de New York ² (en dollars US par kilowatt par mois)	6,45	9,22	8,65	11,44

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.

³ Ces données représentent la zone de prix METED en Pennsylvanie, où sont situées les installations d'Ironwood. Les prix moyens pour 2016 sont ceux de la période écoulée depuis l'acquisition d'Ironwood, le 1^{er} février 2016.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été inférieur de 6 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 à celui de la même période en 2015, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le recul des produits tirés de la capacité en raison de la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York, partiellement contrebalancé par les indemnités d'assurance comptabilisées à l'égard de Ravenswood;
- les indemnités d'assurance comptabilisées en 2015, liées à un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood survenu en 2008;
- le résultat supérieur attribuable à l'acquisition de la centrale Ironwood le 1^{er} février 2016;
- l'amélioration des marges et la hausse des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de PJM.

Les prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 30 % pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015. 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, principalement en raison de l'accroissement de la capacité démontrée des ressources existantes sur le marché de la zone J de New York. L'incidence du repli des prix de capacité dans la région de New York a été compensée en partie par les produits tirés de la capacité provenant de notre centrale électrique Ironwood.

Les indemnités d'assurance afférentes à l'arrêt des activités de Ravenswood en 2014 sont comptabilisées au titre des produits tirés de la capacité afin de compenser les sommes perdues au cours des périodes touchées par la réduction du taux d'arrêts forcés. En raison de ces recouvrement d'indemnités d'assurance, l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 n'a pas eu une incidence importante sur notre résultat bien que la constatation du résultat ne coïncide pas tout à fait avec les produits d'exploitation perdus en raison du moment de l'encaissement du produit d'assurance. De plus, les indemnités d'assurance liées à un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood survenu en 2008 ont été comptabilisées dans les produits tirés des installations énergétiques en décembre 2015.

L'accroissement des marges et la hausse des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de PJM ont donné lieu à un résultat supérieur pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015. L'élargissement de notre clientèle sur ces marchés conjugué à une majoration des prix de l'électricité au cours du trimestre clos le 31 décembre 2016 ont contribué à la progression du résultat.

Les prix de gros de l'électricité dans la région de New York et en Nouvelle-Angleterre ont affiché une hausse pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015. En Nouvelle-Angleterre, les prix au

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

comptant de l'électricité pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 ont augmenté de 13 % comparativement à la même période en 2015. Dans la ville de New York, les prix au comptant de l'électricité ont progressé de 29 % pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015.

Les volumes physiques d'électricité produite pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 ont augmenté comparativement à la même période en 2015, en raison de l'acquisition de la centrale d'Ironwood. Les volumes physiques d'électricité achetée vendus aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel ont été plus élevés au cours du trimestre clos le 31 décembre 2016 qu'à la même période en 2015 puisque nous avons élargi notre clientèle sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable du secteur a augmenté de 14 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015, en raison surtout de la hausse des produits tirés du stockage découlant de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 ont été retraités pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA comparable	(8)	(57)	(70)	(108)
Amortissement	(19)	(8)	(48)	(31)
BAII comparable	(27)	(65)	(118)	(139)
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(36)	—	(116)	—
Coûts de restructuration	(8)	(79)	(22)	(99)
Perte sectorielle	(71)	(144)	(256)	(238)

La perte sectorielle du siège social s'est aggravée de 73 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015 et comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable :

- coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de Columbia;
- coûts de restructuration liés aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Le BAIIA comparable en 2015 comprenait une tranche des coûts de restructuration de l'entreprise qui a été recouvrée conformément aux dispositions de notre mécanisme de tarification. La hausse de l'amortissement du siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période de 2015 reflétait l'amortissement supplémentaire lié aux entrées d'immobilisations supplémentaires du siège social, dont celles de Columbia.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(109)	(113)	(452)	(437)
Libellés en dollars US	(316)	(234)	(1 127)	(911)
Incidence du change	(106)	(78)	(366)	(255)
	(531)	(425)	(1 945)	(1 603)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(54)	(12)	(114)	(47)
Intérêts capitalisés	43	57	176	280
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(542)	(380)	(1 883)	(1 370)
Poste particulier :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia ¹	—	—	(115)	—
Intérêts débiteurs	(542)	(380)	(1 998)	(1 370)

¹ Ce montant correspond aux paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars sur les reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia et d'autres coûts de 6 millions de dollars qui y étaient liés. Ces deux éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable.

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 162 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les intérêts débiteurs plus élevés en raison de la dette prise en charge lors de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016;
- l'augmentation des intérêts débiteurs découlant des émissions de titres d'emprunt à long terme, partiellement annulée par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains;
- le raffermissement du dollar américain et son incidence sur les intérêts débiteurs afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- la hausse de la charge d'amortissement sur les frais d'émission de titres d'emprunt relatifs aux facilités de crédit-relais d'acquisition.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Libellée en dollars CA	48	38	181	119
Libellée en dollars US	32	39	181	137
Incidence du change	17	14	57	39
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	97	91	419	295

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période de 2015, en raison surtout d'un investissement accru à l'égard de l'expansion de notre réseau de NGTL, du projet d'Énergie Est et du projet de Columbia, facteur contrebalancé en partie par la mise en service des gazoducs Topolobampo et Mazatlán.

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	8	(15)	71	(111)
Postes particuliers (avant les impôts) :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia ¹	—	—	6	—
Activités de gestion des risques	(23)	4	26	(21)
Intérêts créditeurs et autres	(15)	(11)	103	(132)

¹ Ce montant correspond aux intérêts créditeurs sur le produit brut des reçus de souscription émis pour le financement d'une partie de l'acquisition de Columbia et il est exclu du calcul du résultat comparable.

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- des pertes non réalisées sur les activités de gestion des risques en 2016 comparativement à des gains en 2015. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- la hausse des gains réalisés en 2016 comparativement aux pertes réalisées en 2015 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.

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(211)	(235)	(841)	(903)
Postes particuliers :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	429	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(31)	—	(29)	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	24	—	88	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(22)	—	10	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	28	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(3)	—	10	—
Coûts de restructuration	2	19	6	25
Perte sur la vente de TC Offshore	—	39	1	39
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	795	—	795
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)
Activités de gestion des risques	(33)	3	(54)	19
(Charge) recouvrement d'impôts	(274)	646	(352)	(34)

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 24 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015, ce qui découle principalement d'une variation de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et de la baisse des impôts transférés en 2016 relativement aux pipelines réglementés au Canada. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la progression du résultat avant les impôts en 2016 comparativement à 2015.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(70)	(60)	(257)	(205)
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	2	—	5	—
TC PipeLines, LP et dépréciation de Great Lakes	—	199	—	199
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(68)	139	(252)	(6)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 207 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015, en raison d'une charge de 2 millions de dollars en 2016 se rapportant à la part attribuable aux participations sans contrôle des frais de maintien en poste et des indemnités de cessation d'emploi découlant de l'acquisition de Columbia et d'une charge de dépréciation inscrite par TC PipeLines, LP en 2015 et afférente à la quote-part lui revenant de l'écart d'acquisition de Great Lakes. 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. Ces deux éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia qui comprenait une participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP. En outre, la vente, à TC PipeLines, LP, de notre participation directe de 30 % dans GTN en avril 2015 et de notre participation directe de 49,9 % dans PNGTS en janvier 2016, ainsi que de l'incidence du raffermissement du dollar américain ont occasionné la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle d'un exercice à l'autre.

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Dividendes sur les actions privilégiées	(32)	(23)	(109)	(94)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont été supérieurs de 9 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, comparativement à la même période en 2015. Cette augmentation est principalement le fait des émissions d'actions privilégiées de série 13 et de série 15 en avril 2016 et en novembre 2016, respectivement.

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
BAlIA comparable				
Gazoducs - Canada	599	636	2 246	2 258
Gazoducs - États-Unis	569	288	1 683	974
Gazoducs - Mexique	120	51	333	215
Pipelines de liquides	305	339	1 166	1 309
Énergie	305	270	1 289	1 260
Siège social	(8)	(57)	(70)	(108)
BAlIA comparable	1 890	1 527	6 647	5 908
Amortissement	(514)	(452)	(1 939)	(1 765)
BAlI comparable	1 376	1 075	4 708	4 143
Postes particuliers :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	(1 085)	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(839)	—	(844)	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	(92)	—	(332)	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(47)	—	(179)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(15)	—	(52)	—
Coûts de restructuration	(8)	(79)	(22)	(99)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	(125)	(4)	(125)
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	(3 686)	—	(3 686)
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 ¹	101	(10)	123	(37)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	476	(2 920)	2 313	101

¹ Activités de gestion des risques (non audité - en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Gazoducs au Canada	1	(1)	4	(8)
Gazoducs aux États-Unis	97	(8)	113	(30)
Commercialisation des liquides	4	—	(2)	—
Stockage de gaz naturel	(1)	(1)	8	1
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	101	(10)	123	(37)

Flux de trésorerie distribuables comparables

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 575	1 196	5 069	4 384
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(220)	(32)	(248)	346
Fonds provenant de l'exploitation	1 355	1 164	4 821	4 730
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	45	—	283	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	15	—	52	—
Coûts de restructuration	—	65	—	85
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	10	—	15	—
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 425	1 229	5 171	4 815
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(100)	(92)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(78)	(56)	(279)	(224)
Dépenses d'investissement de maintien compte tenu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(357)	(353)	(1 127)	(937)
Flux de trésorerie distribuables comparables	964	797	3 665	3 562
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	1,16 \$	1,13 \$	4,83 \$	5,02 \$

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital. L'augmentation survenue entre 2015 et 2016 résulte de la hausse des fonds provenant de l'exploitation qui a été neutralisée en partie par nos dépenses d'investissement de maintien plus élevées surtout en ce qui a trait aux gazoducs de Columbia depuis l'acquisition réalisée le 1^{er} juillet 2016 et à ANR.

Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs.

Le tableau suivant présente une ventilation des dépenses d'investissement de maintien.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Gazoducs au Canada	142	146	344	347
Gazoducs aux États-Unis	143	118	464	298
Autres	72	89	319	292
Dépenses d'investissement de maintien compte tenu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	357	353	1 127	937

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits				
Gazoducs – Canada	1 005	1 000	3 682	3 680
Gazoducs – États-Unis	941	419	2 526	1 444
Gazoducs – Mexique	129	68	378	259
Pipelines de liquides	463	469	1 755	1 879
Énergie	1 081	895	4 164	4 038
	3 619	2 851	12 505	11 300
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	159	90	514	440
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	1 173	906	3 819	3 250
Achats de produits de base revendus	544	506	2 172	2 237
Impôts fonciers	150	127	555	517
Amortissement	514	452	1 939	1 765
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	92	3 745	1 388	3 745
	2 473	5 736	9 873	11 514
Perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	(829)	(125)	(833)	(125)
Charges financières				
Intérêts débiteurs	542	380	1 998	1 370
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(97)	(91)	(419)	(295)
Intérêts créditeurs et autres charges	15	11	(103)	132
	460	300	1 476	1 207
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	16	(3 220)	837	(1 106)
Charge (recouvrement) d'impôts				
Exigibles	53	12	156	136
Reportés	221	(658)	196	(102)
	274	(646)	352	34
(Perte nette) bénéfice net	(258)	(2 574)	485	(1 140)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	68	(139)	252	6
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	(326)	(2 435)	233	(1 146)
Dividendes sur les actions privilégiées	32	23	109	94
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(358)	(2 458)	124	(1 240)
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire				
De base et dilué(e)	(0,43) \$	(3,47) \$	0,16 \$	(1,75) \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,565 \$	0,52 \$	2,26 \$	2,08 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	832	708	759	709
Dilué	833	708	760	709

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
(Perte nette) bénéfice net	(258)	(2 574)	485	(1 140)
Amortissement	514	452	1 939	1 765
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	92	3 745	1 388	3 745
Impôts reportés	221	(658)	196	(102)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(159)	(90)	(514)	(440)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	219	184	844	793
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation	2	3	(3)	44
Perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	829	125	833	125
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(58)	(50)	(253)	(165)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(78)	6	(149)	58
Autres	31	21	55	47
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	220	32	248	(346)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 575	1 196	5 069	4 384
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 745)	(1 170)	(5 007)	(3 918)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(76)	(46)	(295)	(511)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(195)	(190)	(765)	(493)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(236)	(13 608)	(236)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	6	—
Autres distributions au titre de la quote-part du bénéfice	2	—	727	9
Montants reportés et autres	141	30	159	270
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 873)	(1 612)	(18 783)	(4 879)
Activités de financement				
Billets à payer remboursés, montant net	(229)	(554)	(329)	(1 382)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 722	12 333	5 045
Remboursements sur la dette à long terme	(4 810)	(39)	(7 153)	(2 105)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	(2)	—	1 549	917
Dividendes sur les actions ordinaires	(277)	(368)	(1 436)	(1 446)
Dividendes sur les actions privilégiées	(26)	(23)	(100)	(92)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(78)	(56)	(279)	(224)
Actions ordinaires émis, déduction faite des frais d'émission	3 410	15	7 747	27
Actions ordinaires rachetées	—	(294)	(14)	(294)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	982	—	1 474	243
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	64	24	215	55
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	(966)	427	14 007	744
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	—	84	(127)	112
Diminution (augmentation) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
	(1 264)	95	166	361
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	2 280	755	850	489
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 016	850	1 016	850

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2016	31 décembre 2015
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 016	850
Débiteurs	2 075	1 387
Stocks	368	323
Actifs destinés à la vente	3 717	20
Autres	908	1 338
	8 084	3 918
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 22 263 \$ et 22 299 \$	54 475	44 817
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 544	6 214
Actifs réglementaires	1 322	1 184
Écart d'acquisition	13 958	4 812
Actifs incorporels et autres actifs	3 026	3 102
Placements restreints	642	351
	88 051	64 398
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	774	1 218
Créditeurs et autres	3 861	2 653
Dividendes à payer	526	385
Intérêts courus	595	520
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	86	39
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	1 838	2 547
	7 680	7 362
Passifs réglementaires	2 121	1 159
Autres passifs à long terme	1 183	1 260
Passifs d'impôts reportés	7 662	5 144
Dette à long terme	38 312	28 909
Billets subordonnés de rang inférieur	3 931	2 409
	60 889	46 243
Parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat	1 179	—
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	20 099	12 102
Émises et en circulation :		
31 décembre 2016 – 864 millions d'actions		
31 décembre 2015 – 703 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	2 499
Surplus d'apport	—	7
Bénéfices non répartis	1 138	2 769
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(960)	(939)
Participations assurant le contrôle	24 257	16 438
Participations sans contrôle	1 726	1 717
	25 983	18 155
	88 051	64 398

COMMUNIQUÉ DE PRESSE DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

exercice clos le 31 décembre 2015 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	3 680	1 444	259	1 879	4 038	—	11 300
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	162	5	—	261	—	440
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 162)	(555)	(49)	(491)	(786)	(207)	(3 250)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 237)	—	(2 237)
Impôts fonciers	(272)	(77)	—	(79)	(89)	—	(517)
Amortissement	(845)	(243)	(44)	(266)	(336)	(31)	(1 765)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition	—	—	—	(3 686)	(59)	—	(3 745)
Perte au titre des actifs destinés à la vente	—	(125)	—	—	—	—	(125)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	1 413	606	171	(2 643)	792	(238)	101
Intérêts débiteurs							(1 370)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							295
Intérêts créditeurs et autres							(132)
Perte avant les impôts sur le bénéfice							(1 106)
Charge d'impôts							(34)
Perte nette							(1 140)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(6)
Perte nette attribuable aux participations assurant le contrôle							(1 146)
Dividendes sur les actions privilégiées							(94)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires							(1 240)

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Gazoducs – Canada	15 816	15 038
Gazoducs – États-Unis	34 422	12 207
Gazoducs – Mexique	5 013	3 787
Pipelines de liquides	16 896	16 046
Énergie	13 169	15 614
Siège social	2 735	1 706
	88 051	64 398