

Communiqué de presse

TransCanada présente des résultats financiers record pour 2017 La hausse de 10,4 % du dividende est soutenue par d'excellentes perspectives de croissance

CALGARY (Alberta) – **Le 15 février 2018** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 861 millions de dollars (0,98 \$ par action) pour le quatrième trimestre de 2017, comparativement à une perte nette de 358 millions de dollars (0,43 \$ par action) pour la même période en 2016. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est élevé à 3,0 milliards de dollars (3,44 \$ par action), comparativement à 124 millions de dollars (0,16 \$ par action) en 2016. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 a atteint 719 millions de dollars (0,82 \$ par action ordinaire), comparativement à 626 millions de dollars (0,75 \$ par action) pour la même période de l'exercice précédent. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, le résultat comparable s'est chiffré à 2,7 milliards de dollars (3,09 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,1 milliards de dollars (2,78 \$ par action) en 2016. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,69 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2018, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,76 \$ par action ordinaire et représente une hausse de 10,4 %. Il s'agit de la dix-huitième année consécutive pour laquelle le conseil d'administration augmente le dividende.

« Nous nous réjouissons de constater que notre vision de faire partie des sociétés d'infrastructures énergétiques de premier plan en Amérique du Nord devient réalité. En 2017, nous avons fait progresser plusieurs initiatives stratégiques et dégagé une performance financière sans précédent à la suite du succès de l'intégration de Columbia à nos activités, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable par action a monté de 11 %, comparativement à 2016, et les fonds provenant de l'exploitation de 5,6 milliards de dollars ont augmenté de 9 % par rapport à l'exercice précédent. Ces hausses reflètent l'excellent rendement de nos actifs existants et les projets de croissance d'environ 5 milliards de dollars qui ont été réalisés et mis en service en 2017. Il s'agit notamment des expansions du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada dans notre secteur des gazoducs au Canada, des projets Gibraltar et Rayne XPress dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis ainsi que des pipelines de liquides Grand Rapids et Northern Courier en Alberta. »

« Nous allons poursuivre la réalisation de notre programme d'investissement à court terme de 23 milliards de dollars, y compris un investissement supplémentaire de 2,4 milliards de dollars dans le réseau de NGTL. Ce programme devrait dégager une forte croissance additionnelle du résultat et des flux de trésorerie et soutenir la croissance annuelle continue de notre dividende dans la portion supérieure d'une fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2020 et de 8 % à 10 % de plus en 2021, a ajouté M. Girling. Nous avons investi environ 8 milliards de dollars dans ces projets à ce jour, et nous sommes bien positionnés pour financer le reste de ce programme d'investissement grâce aux flux de trésorerie abondants et croissants que nous générons en interne et à un accès aux marchés financiers selon des modalités avantageuses. »

« Par ailleurs, nous poursuivons aussi l'avancement de projets à moyen et à long terme d'une valeur de plus de 20 milliards de dollars, notamment Keystone XL, Coastal GasLink et le programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power. Le projet Keystone XL continue de progresser après l'approbation par la Public Service Commission de l'État du Nebraska d'un tracé viable à travers l'État, que nous appuyons, et l'obtention d'engagements commerciaux. En parallèle, nous prévoyons générer une croissance interne supplémentaire associée à la vaste empreinte de nos gazoducs, de nos pipelines de liquides et de nos centrales électriques en Amérique du Nord,

comme l'illustre l'expansion continue de notre réseau de NGTL. Ces initiatives font ressortir la position concurrentielle avantageuse de nos actifs et notre capacité démontrée d'ajouter continuellement à notre portefeuille de croissance des projets d'investissement intéressants, stratégiques et à faible risque. L'avancement fructueux de ces projets, entre autres, jusqu'au stade de la construction et de l'exploitation pourrait prolonger l'horizon de croissance de notre dividende au-delà de 2021 », a conclu M. Girling.

Points saillants

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

- Résultats financiers du quatrième trimestre de 2017 :
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 861 millions de dollars (0,98 \$ par action).
 - Résultat comparable de 719 millions de dollars (0,82 \$ par action ordinaire).
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable de 1,9 milliard de dollars.
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,4 milliard de dollars.
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,5 milliard de dollars.
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 1,3 milliard de dollars (1,45 \$ par action ordinaire) – compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement.
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 :
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 3,0 milliards de dollars (3,44 \$ par action).
 - Résultat comparable de 2,7 milliards de dollars (3,09 \$ par action ordinaire).
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable de 7,4 milliards de dollars.
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 5,2 milliards de dollars.
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 5,6 milliards de dollars.
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 5,0 milliards de dollars (5,69 \$ par action ordinaire) – compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement.
- Faits saillants du quatrième trimestre :
 - Annonce d'une hausse de 10,4 % du dividende trimestriel par action ordinaire le portant à 0,69 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2018.
 - Mise en service d'installations de NGTL totalisant environ 0,6 milliard de dollars au quatrième trimestre, pour une valeur totale de 1,7 milliard de dollars en 2017.
 - Mise en service de Rayne XPress et de Gibraltar en novembre, puis de Leach XPress le 1^{er} janvier 2018.
 - Réception des certificats de la FERC relativement aux projets WB XPress, Mountaineer XPress et Gulf XPress.
 - Conclusion de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario pour 541 millions de dollars.
 - Annonce de l'abandon d'Énergie Est et des projets connexes.
 - Mobilisation de 1,25 milliard de dollars US au moyen de l'émission de titres d'emprunt de premier rang à 2 ans à taux fixe et à taux variable le 15 novembre 2017.
 - Clôture de l'invitation à soumissionner visant les oléoducs Keystone et Marketlink et conclusion de contrats à long terme supplémentaires.
 - Obtention de l'approbation par la Public Service Commission de l'État du Nebraska d'un tracé à travers le Nebraska pour l'oléoduc Keystone.
 - En janvier 2018, annonce de l'obtention du soutien commercial nécessaire au projet Keystone XL.
 - En février 2018, annonce d'une nouvelle expansion du réseau de NGTL en 2021 totalisant 2,4 milliards de dollars.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 1,2 milliard de dollars (1,41 \$ par action) par rapport à la même période en 2016 pour s'établir à 861 millions de dollars (0,98 \$ par action). Les résultats du quatrième trimestre de 2017 tiennent compte d'un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis, d'un gain de 136 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario et d'un gain net de 64 millions de

dollars après les impôts lié à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces gains ont été contrés en partie par une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ce projet et par une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet. Tous ces postes particuliers, plus les gains et les pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable.

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 s'est établi à 3,0 milliards de dollars (3,44 \$ par action), comparativement à 124 millions de dollars (0,16 \$ par action) en 2016. Le bénéfice net par action ordinaire tient compte de l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016 ainsi que des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché en 2017. Les résultats de 2017 comprennent un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars découlant de la réforme fiscale aux États-Unis, un gain net de 307 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis et un gain de 136 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario. Ces facteurs ont été en partie annulés par une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ce projet, une charge de 69 millions de dollars après les impôts au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia, une charge de 28 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet; et un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars au premier trimestre se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Tous ces postes particuliers, plus les gains et les pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 s'est élevé à 719 millions de dollars (0,82 \$ par action), comparativement à 626 millions de dollars (0,75 \$ par action) pour la même période en 2016, soit une hausse de 93 millions de dollars (0,07 \$ par action). Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants : l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis du fait de la baisse des coûts d'exploitation compte tenu des synergies réalisées grâce à l'acquisition de Columbia, l'apport accru des pipelines de liquides résultant essentiellement de l'accroissement des volumes de Keystone, le début de l'exploitation des pipelines Northern Courier et Grand Rapids et le démarrage des activités de commercialisation de liquides, la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation et la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos gazoducs américains à tarifs réglementés. Ces facteurs ont été neutralisés en partie par notre décision de renoncer au pipeline Énergie Est, par l'apport moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis par suite de la monétisation de notre entreprise de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017, par la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis qui se poursuit et par une charge de dépréciation en 2017 après les impôts liée à du matériel obsolète du secteur Énergie.

Le résultat comparable de l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui s'est chiffré à 2,7 milliards de dollars (3,09 \$ par action), a été supérieur de 582 millions de dollars (0,31 \$ par action) à celui de 2016 et il tient compte de l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016 et des actions émises en 2017 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché. L'augmentation du résultat comparable en 2017 est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants : l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat de Columbia par suite de l'acquisition en juillet 2016 et à l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC d'un règlement tarifaire; l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, de l'intensification des activités de commercialisation de liquides et du début de l'exploitation des pipelines Grand Rapids et Northern Courier; la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement

des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation; l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique grâce aux produits dégagés par le gazoduc de Topolobampo depuis juillet 2016 et par le gazoduc de Mazatlán depuis décembre 2016; la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos gazoducs américains à tarifs réglementés, au réseau de NGTL, à Tula et à Villa de Reyes, partiellement contrebalancée par la mise en service commerciale du gazoduc de Topolobampo et l'achèvement de la construction du gazoduc de Mazatlán et par l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique surtout par les revenus tirés du recouvrement de certains coûts du projet Coastal Gaslink et de l'abandon du projet de TGPR. Ces facteurs ont été annulés en partie par l'apport moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis par suite de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis, ainsi que par l'augmentation des intérêts débiteurs imputable à la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur en 2017, déduction faite de ceux parvenus à maturité.

Suivent les faits marquants récents :

Gazoducs – Canada :

- **Réseau de NGTL :** En février 2018, nous avons annoncé une expansion de 2,4 milliards de dollars du réseau de NGTL, avec des dates de mise en service prévues entre 2019 et 2021, qui comprendra l'installation de conduites de 16 pouces à 48 pouces sur une longueur d'environ 375 km (233 milles) et de quatre postes de compression de même que la construction des installations connexes. Nous prévoyons des volumes additionnels de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j) aux termes de services garantis de réception et de 1,3 PJ/j (1,2 Gpi³/j) aux termes de services garantis de livraison à nos principaux points d'exportation frontaliers et points de livraison intrabassin. Compte tenu de cette expansion, le programme d'investissements de croissance du réseau NGTL s'élève maintenant à 7,2 milliards de dollars, sans compter le projet de gazoduc Merrick de 1,9 milliard de dollars. En 2017, nous avons mis en service des installations totalisant environ 1,7 milliard de dollars.

Le 28 décembre 2017, l'ONÉ a approuvé le projet de croisement de Sundre, sur le réseau de NGTL. Ce projet de conduite d'environ 100 millions de dollars accroîtra de 245 TJ/j (229 Mpi³/j) les livraisons de gaz vers la frontière entre l'Alberta et la Colombie Britannique, où la conduite sera raccordée aux gazoducs de Transcanada en aval. La mise en service est prévue pour le 1^{er} avril 2018.

- **North Montney :** En 2017, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir la modification des approbations obtenues pour le projet North Montney du réseau de NGTL afin d'en éliminer la condition stipulant que le projet ne pourrait être entrepris qu'après qu'une décision d'investissement finale positive aurait été prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG. Le projet North Montney est maintenant visé par des contrats commerciaux restructurés de 20 ans et ne dépend plus de la poursuite du projet de GNL. L'audience sur cette question a commencé dans la semaine du 22 janvier 2018, et l'ONÉ devrait rendre sa décision au deuxième trimestre de 2018.
- **Besoins en produits pour 2018 du réseau de NGTL :** Le règlement de 2016-2017 qui régissait les besoins en produits du réseau de NGTL est arrivé à échéance le 31 décembre 2017. Nous continuons de collaborer avec des parties intéressées en vue d'établir une nouvelle entente sur les besoins en produits pour 2018 et au-delà. Pendant que ces discussions ont cours, NGTL est exploité aux termes de tarifs intermédiaires pour 2018 qui ont été approuvés par l'ONÉ le 24 novembre 2017.
- **Ententes à long terme de transport à prix fixe relatives au réseau principal au Canada :** Le 1^{er} novembre 2017, nous avons commencé à assurer le nouveau service aux termes des ententes de transport à prix fixe sur le réseau principal au Canada. Ce service, approuvé par l'ONÉ, permet aux producteurs du BSOC de transporter jusqu'à 1,5 PJ/j (1,4 Gpi³/j) de gaz naturel au tarif simplifié de

0,77 \$/GJ entre le point de collecte d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. Le service est rendu conformément à des contrats de dix ans prévoyant un droit de résiliation anticipée pouvant être exercé après cinq ans. Toute résiliation anticipée entraîne l'imposition d'un tarif majoré pour les deux dernières années du contrat.

- **Réseau principal au Canada – examen des droits pour la période de 2018 à 2020** : Les droits du réseau principal au Canada avaient été établis pour la période de 2015 à 2017 conformément aux modalités du règlement conclu avec des sociétés de distribution locales pour la période de 2015 à 2030. Le règlement précisait les droits à pratiquer de 2015 à 2020, mais l'ONÉ a imposé qu'ils soient soumis à un examen à mi-course de cette période de six ans, examen devant porter sur les coûts, les volumes prévisionnels et contractuels, le solde des comptes de report et d'autres modifications importantes. Une entente supplémentaire visant 2018 à 2020 a été conclue le 8 décembre 2017 et déposée auprès de l'ONÉ le 18 décembre 2017 pour approbation. L'entente propose une baisse des tarifs et préserve l'accord d'encouragement établi, qui nous confère la possibilité d'obtenir un rendement de 10,1 % ou plus sur le ratio du capital-actions réputé de 40 % et décrit en outre les besoins en produits et les impératifs de facturation pour la période allant de 2018 à 2020. Nous prévoyons que l'ONÉ tranchera et veillera à traiter notre demande au premier trimestre de 2018. Les tarifs intermédiaires pour 2018 ont fait l'objet d'une demande au niveau établi dans l'entente et ont par la suite été approuvés par l'ONÉ, le 19 décembre 2017.

Gazoducs – États-Unis :

- **Gibraltar** : Le projet Gibraltar de Midstream, projet de collecteur pipelinier de gaz sec d'une capacité de 1 000 TJ/j (934 Mpi³/j) dans le sud-ouest de la Pennsylvanie, a été mis en service le 1^{er} novembre 2017.
- **Rayne XPress** : Le projet Rayne XPress a été mis en service le 2 novembre 2017. Ce projet de Columbia Gulf transporte environ 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j) de gaz depuis un point de raccordement avec le projet de gazoduc Leach XPress et un autre point d'interconnexion jusqu'aux marchés situés le long du réseau, puis vers la côte du golfe du Mexique.
- **Leach XPress** : Le gazoduc Leach Xpress a été mis en service le 1^{er} janvier 2018. Ce projet de Columbia Gas transporte environ 1,6 PJ/j (1,5 Gpi³/j) du gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du réseau.
- **WB, Mountaineer XPress et Gulf XPress** : Nous avons reçu le certificat de la FERC relativement au projet WB Xpress en novembre 2017, et ceux des projets Mountaineer Xpress et Gulf Xpress, le 29 décembre 2017.

Gazoducs – Mexique :

- **Tula** : La construction du gazoduc de Tula se poursuit et la date d'achèvement du projet a dû être reportée à la fin de 2019 en raison des retards auxquels se heurte le Secrétariat de l'Énergie, ministère qui dirige au Mexique les consultations avec la population autochtone. La construction du gazoduc Tula a été pratiquement achevée en 2017, à l'exception d'un tronçon d'environ 90 km (56 milles). Ces retards ont été considérés comme un événement de force majeure par la CFE, et nous travaillons aux derniers détails de la modification de la convention établissant le calendrier et les paiements à recevoir. En raison des retards et des coûts accrus liés aux terrains et aux permis, les coûts estimatifs du projet ont été majorés de 0,1 milliard de dollars US par rapport à l'estimation originale.
- **Villa de Reyes** : La construction a commencé, mais des retards occasionnés par des fouilles archéologiques menées par les autorités fédérales ont nécessité le report de la date de mise en service jusqu'à la fin de 2018. Ces retards ont été considérés comme un événement de force majeure par la CFE, et nous travaillons aux derniers détails de la modification de la convention établissant le calendrier et les paiements à recevoir. En raison des retards et des coûts accrus liés aux terrains et aux permis, les coûts estimatifs du projet ont été majorés de 0,2 milliard de dollars US par rapport à l'estimation originale.

- **Sur de Texas** : La construction du gazoduc progresse, et la mise en service est prévue pour la fin de 2018. Environ 60 % de la construction en mer était terminée à la fin de 2017.

Pipelines de liquides :

- **Keystone XL** : En février 2017, nous avons présenté auprès de la Public Service Commission (« PSC ») de l'État du Nebraska une demande d'approbation du tracé du pipeline Keystone XL à travers le Nebraska et nous avons obtenu l'approbation d'un tracé modifié le 20 novembre 2017. Le 27 décembre 2017, des parties opposées au projet Keystone XL et des intervenants dans la procédure réglementaire entourant le projet au Nebraska ont appelé de la décision du 20 novembre 2017 de la PSC dans le but d'en obtenir la cassation. Transcanada appuie la décision de la PSC du Nebraska et participera activement au processus d'appel afin de la défendre.

En janvier 2018, à la suite d'une invitation à soumissionner en 2017, Transcanada a annoncé la conclusion d'engagements fermes sur 20 ans visant quelque 500 000 barils par jour, ce qui permettra au projet proposé d'aller de l'avant. Nous chercherons à continuer d'accroître les volumes visés par des contrats à long terme. De plus, nous menons toujours un programme de sensibilisation dans les collectivités où sera construit le pipeline et nous collaborons avec les propriétaires fonciers de manière franche et transparente afin d'obtenir les servitudes nécessaires aux fins du tracé approuvé. Les travaux préparatoires en vue de la construction ont débuté et ils s'intensifieront en parallèle avec le déroulement du processus d'obtention des permis en 2018. La construction préliminaire devrait commencer en 2019 et durer environ deux ans.

- **Réseau d'oléoducs Keystone** : Au quatrième trimestre de 2017, nous avons clôturé l'invitation à soumissionner visant les réseaux d'oléoducs Keystone et Marketlink et conclu des contrats à long terme supplémentaires à l'appui de ceux-ci.

Le 16 novembre 2017, nous avons temporairement mis en arrêt le pipeline Keystone après la détection d'une fuite dans le comté de Marshall au Dakota du Sud. Le 29 novembre 2017, le pipeline, réparé, a pu être remis en service; le tronçon où la fuite avait été décelée fonctionne à pression réduite. D'autres travaux d'investigation et mesures correctives imposées par la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») sont prévus pour 2018. Cette mise hors service n'a pas eu un effet important sur le résultat de 2017 de la société.

- **Northern Courier** : La mise en service commerciale du projet Northern Courier, d'une valeur de 1 milliard de dollars, a eu lieu en novembre 2017.
- **White Spruce** : Au premier trimestre de 2018, nous devrions recevoir la décision de l'Alberta Energy Regulator quant au permis réglementaire visant la construction, au coût de 200 millions de dollars, du pipeline White Spruce qui transportera du pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited situées dans le nord-est de l'Alberta jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids. En raison du délai dans le processus de réglementation, nous prévoyons que la mise en service du pipeline White Spruce aura lieu en 2019.
- **Énergie Est et projets connexes** : En septembre 2017, nous avons demandé à l'ONÉ de suspendre son examen des demandes concernant les projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est pour 30 jours afin de nous laisser le temps de procéder à l'examen attentif des changements apportés le 23 août 2017 par l'ONÉ à la liste de questions et de facteurs d'évaluation environnementale se rapportant aux projets et des répercussions de ces changements sur les coûts, les calendriers et la viabilité des projets. En octobre 2017, nous avons annoncé que nous abandonnions ces projets. Nous avons procédé à l'examen de la valeur comptable de 1,3 milliard de dollars des projets, y compris les fonds utilisés pendant la construction capitalisés depuis le début du projet, et comptabilisé une charge hors trésorerie de 954 millions de dollars, après les impôts, au quatrième trimestre de 2017. Comme il a été impossible d'obtenir une décision réglementaire à l'égard d'Énergie Est, nous ne prévoyons pas de recouvrer ces coûts auprès de tiers.

Énergie :

- **Napanee** : La construction de notre centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW se poursuit. Nous prévoyons investir environ 1,3 milliard de dollars dans la centrale de Napanee, dont l'exploitation commerciale devrait commencer au quatrième trimestre de 2018. Les coûts ont augmenté en raison de retards du calendrier de construction. La production de la centrale, quand celle-ci sera en service, est entièrement visée par des contrats conclus avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario pour une période de 20 ans.
- **Actifs d'énergie solaire en Ontario** : Le 24 octobre 2017, nous avons conclu une entente visant la vente à une tierce partie de notre portefeuille d'actifs d'énergie solaire en Ontario, qui regroupe huit installations et dont la capacité de production combinée s'établit à 76 MW. Le 19 décembre 2017, nous avons mené à terme la vente pour la somme de 541 millions de dollars, ce qui a donné lieu à un gain de 127 millions de dollars (136 millions de dollars après les impôts).
- **Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis** : Le 22 décembre 2017, nous avons conclu une entente visant la vente de nos contrats d'électricité au détail aux États-Unis dans le cadre de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2018, sous réserve de certaines autorisations réglementaires et autres.

Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires** : Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,69 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2018 sur les actions ordinaires de TransCanada en circulation. Cela représente une augmentation de 10,4 % par rapport au dividende précédent et équivaut à un dividende annualisé de 2,76 \$ par action ordinaire.
- **Émission de billets de premier rang** : Le 15 novembre 2017, nous avons mobilisé 700 millions de dollars US au moyen de l'émission de billets de premier rang non garantis portant intérêt à un taux fixe de 2,125 % et 550 millions de dollars US au moyen de l'émission de billets de premier rang non garantis portant intérêt à un taux variable, échéant en novembre 2019 dans les deux cas.
- **Régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »)** : En 2017, le taux de participation à notre RRD s'est établi à environ 36 % des dividendes sur les actions ordinaires, ce qui a donné lieu à l'émission de 790 millions de dollars d'actions ordinaires aux termes du régime.
- **Programme d'émission d'actions au cours du marché** : Au quatrième trimestre de 2017, 3,5 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché au prix moyen de 63,03 \$ l'action, pour un produit brut de 218 millions de dollars.
- **Réforme fiscale aux États-Unis** : En raison des changements apportés à la législation fiscale américaine par suite de la promulgation de la loi américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* au quatrième trimestre, nous avons comptabilisé un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars, une augmentation des passifs réglementaires nets de 1 686 millions de dollars et une réduction du montant net des passifs d'impôts reportés de 2 490 millions de dollars.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 15 février 2018 pour discuter de nos résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2017. Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 14 h (HNR) ou à 16 h (HNE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800 273-9672 ou le 416 340-2216 (région de Toronto). Aucun code d'accès n'est nécessaire. Veuillez appeler au moins 10 minutes avant le début de la conférence. 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 (HNE), le 22 février 2018; il suffira de composer le 800 408-3053 ou le 905 694-9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 2578190#.

Il est possible de consulter les états financiers consolidés annuels 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.

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TransCanada est un chef de file de [l'aménagement responsable](#) et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de transport exploité par TransCanada, l'un des plus vastes au monde, s'étend sur plus de 91 900 kilomètres (57 100 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord.

TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes avec une capacité de stockage de 653 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant de premier plan, TransCanada détient actuellement, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production d'environ 6 100 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 environ 4 900 kilomètres (3 000 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 pour en apprendre davantage ou [nous rejoindre par l'entremise des médias sociaux](#) et de [3BL Media](#).

Renseignements aux médias :

Mark Cooper ou Grady Semmens
403 920-7859 ou 800 608-7859

Renseignements aux investisseurs et analystes :

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

Quatrième trimestre de 2017

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	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice				
Produits	3 617	3 635	13 449	12 547
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	861	(358)	2 997	124
par action ordinaire – de base	0,98 \$	(0,43) \$	3,44 \$	0,16 \$
– dilué(e)	0,98 \$	(0,43) \$	3,43 \$	0,16 \$
BAIIA comparable ¹	1 903	1 890	7 377	6 647
Résultat comparable ¹	719	626	2 690	2 108
par action ordinaire ¹	0,82 \$	0,75 \$	3,09 \$	2,78 \$
Flux de trésorerie d'exploitation				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 390	1 575	5 230	5 069
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 450	1 425	5 641	5 171
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹				
– compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	727	928	3 599	3 541
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	1 268	1 251	4 963	4 482
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire ¹				
– compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	0,83 \$	1,12 \$	4,13 \$	4,67 \$
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	1,45 \$	1,50 \$	5,69 \$	5,91 \$
Activités d'investissement				
Dépenses d'investissement ²	2 552	2 016	9 210	6 067
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	13 608
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	1 170	—	5 317	6
Dividendes déclarés				
par action ordinaire	0,625 \$	0,565 \$	2,50 \$	2,26 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– nombre moyen pondéré	877	832	872	759
– émises et en circulation	881	864	881	864

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. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

² Comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- les changements prévus touchant notre entreprise;
- 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'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 effets prévus de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

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

Hypothèses

- la réduction progressive prévue de nos activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les taux d'inflation et le prix des produits de base;
- la nature et la portée des opérations de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les taux d'intérêt, les taux d'imposition et les taux de change, y compris les effets de la réforme fiscale aux États-Unis;
- 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 mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles 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, les taux d'imposition et les taux de change, y compris les effets de la réforme fiscale aux États-Unis;
- 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 2016.

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 rapport de gestion fait mention des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- BAIIA comparable;
- BAII 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, 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. Sauf mention contraire, 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 d'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 d'imposition en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'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 et d'intégration.

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.

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 (perte sectorielle)
BAll comparable	bénéfice sectoriel (perte sectorielle)
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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

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. Se reporter au rapprochement du bénéfice net avec le résultat comparable.

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. Se reporter au rapprochement des mesures non conformes aux PCGR pour un rapprochement avec le bénéfice sectoriel.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

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. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie distribuables comparables » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Flux de trésorerie distribuables comparables et flux de trésorerie distribuables comparables par action

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. 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. Se reporter à la rubrique « Flux de trésorerie distribuables comparables » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, nous avons la possibilité de recouvrer la plus grande partie de ces coûts à même nos gazoducs canadiens et américains et nos pipelines de liquides. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs canadiens sont prises en compte dans leur base tarifaire, de laquelle nous tirons un rendement réglementé, et nous les

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

recouvrons par la suite à même les droits futurs. Nous pouvons tâcher de recouvrer les dépenses d'investissement de maintien relatives à la plupart de nos gazoducs américains à même les tarifs prévus par les dossiers ou règlements tarifaires futurs. Les dépenses d'investissement de maintien sont alors recouvrées de la même manière que les dépenses d'investissement de croissance. Enfin, le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien relatives aux pipelines de liquides est prévu par les arrangements tarifaires qui régissent ceux-ci.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2017, nous avons modifié la présentation des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action afin de montrer l'incidence de l'exclusion des dépenses d'investissement de maintien recouvrables de leur calcul respectif. Nous avons inclus les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables par action des périodes comparatives de 2016 afin de refléter notre nouveau mode de présentation de l'information, ce qui procure aux lecteurs une information plus pertinente selon nous.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Résultats consolidés – quatrième trimestre de 2017

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Pour que l'information communiquée corresponde à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie. 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.

Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Gazoducs – Canada	333	364	1 236	1 307
Gazoducs – États-Unis	461	403	1 760	1 190
Gazoducs – Mexique	93	103	426	287
Pipelines de liquides	(932)	213	(251)	806
Énergie	472	(574)	1 552	(1 157)
Siège social	63	(33)	(39)	(120)
Total du bénéfice sectoriel	490	476	4 684	2 313
Intérêts débiteurs	(541)	(542)	(2 069)	(1 998)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	140	97	507	419
Intérêts créditeurs et autres	(9)	(15)	184	103
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	80	16	3 306	837
Recouvrement (charge) d'impôts	870	(274)	89	(352)
Bénéfice net (perte nette)	950	(258)	3 395	485
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(49)	(68)	(238)	(252)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	901	(326)	3 157	233
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(32)	(160)	(109)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	861	(358)	2 997	124
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire				
– de base	0,98 \$	(0,43) \$	3,44 \$	0,16 \$
– dilué(e)	0,98 \$	(0,43) \$	3,43 \$	0,16 \$

Le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 1 219 millions de dollars (1,41 \$ par action) pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016 en raison des variations du bénéfice net décrites ci-dessous et de l'effet dilutif des 60 millions d'actions ordinaires émises au quatrième trimestre de 2016 et des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché en 2017.

Les résultats du quatrième trimestre de 2017 comprennent les éléments suivants :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'actifs d'énergie solaire en Ontario;

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui se compose d'une perte supplémentaire de 7 millions de dollars après les impôts inscrite au titre de la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, du produit d'une assurance de tiers de 23 millions de dollars après les impôts découlant d'un arrêt d'exploitation à Ravenswood en 2017 et des ajustements liés aux impôts;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ce projet;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre du maintien et de la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels ont été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet.

Les résultats du quatrième trimestre de 2016 comprenaient 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 comprenait 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 en Alberta;
- une charge de 67 millions de dollars après les impôts correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprenait un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à la clôture de 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 de 18 millions de dollars après les impôts au titre du maintien et de la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels avaient été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de restructuration de 6 millions de dollars après les impôts se rapportant aux pertes futures supplémentaires attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivaient dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui visait à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble.

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. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET (DE LA PERTE NETTE) 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	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	861	(358)	2 997	124
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Ajustement au titre de la réforme fiscale aux États-Unis	(804)	—	(804)	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	(136)	—	(136)	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis	(64)	870	(307)	873
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	954	—	954	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	9	18	28	42
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	67	69	273
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	(7)	(28)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	—	656
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	68	—	244
Coûts de restructuration	—	6	—	16
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	3
Activités de gestion des risques ¹	(101)	(45)	(104)	(95)
Résultat comparable	719	626	2 690	2 108
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	0,98 \$	(0,43) \$	3,44 \$	0,16 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Ajustement au titre de la réforme fiscale aux États-Unis	(0,92)	—	(0,92)	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	(0,16)	—	(0,16)	—
Perte nette (gain net) sur la vente des actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis	(0,08)	1,05	(0,34)	1,15
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	1,09	—	1,09	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	0,01	0,02	0,03	0,06
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	0,08	0,08	0,37
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	(0,01)	(0,04)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	—	0,86
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	0,08	—	0,32
Coûts de restructuration	—	0,01	—	0,02
Activités de gestion des risques	(0,10)	(0,06)	(0,12)	(0,12)
Résultat comparable par action ordinaire	0,82 \$	0,75 \$	3,09 \$	2,78 \$

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

1 Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	6	1	11	4
Installations énergétiques aux États-Unis	136	97	39	113
Commercialisation des liquides	15	4	—	(2)
Stockage de gaz naturel	7	(1)	12	8
Taux d'intérêt	—	—	(1)	—
Change	(1)	(23)	88	26
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(62)	(33)	(45)	(54)
Total des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	101	45	104	95

Le résultat comparable a augmenté de 93 millions de dollars (0,07 \$ par action) pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 comparativement à celui de la même période en 2016, ce qui s'explique principalement par l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes non visés par contrat sur le réseau d'oléoducs Keystone, de l'intensification des activités de commercialisation de liquides et du début de l'exploitation de Grand Rapids et de Northern Courier;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable à la baisse des coûts d'exploitation, compte tenu des synergies réalisées grâce à l'acquisition de Columbia;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos gazoducs américains à tarifs réglementés, partiellement contrebalancée par notre décision de renoncer au pipeline Énergie Est;
- la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'apport moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis par suite de la monétisation de notre entreprise de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis qui se poursuit;
- une charge de dépréciation de 16 millions de dollars après les impôts en 2017 liée à du matériel obsolète du secteur Énergie.

RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS

La loi américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « réforme fiscale aux États-Unis » ou la « Loi ») a été entérinée le 22 décembre 2017. La Loi entraîne de profondes modifications de la législation fiscale aux États-Unis, notamment une réduction du taux d'imposition fédéral sur les revenus des sociétés, qui passe de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018. Par suite de cette réforme, nous avons réévalué les actifs d'impôts reportés et les passifs d'impôts reportés existants de nos entreprises américaines pour prendre en compte le nouveau taux d'imposition réduit au 31 décembre 2017.

Pour nos entreprises américaines qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (la « CATR »), la réduction des taux d'imposition en vigueur a été comptabilisée en tant que diminution nette des passifs d'impôts reportés et de la charge d'impôts reportés, ce qui s'est traduit par une hausse de 816 millions de dollars du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Pour nos entreprises américaines assujetties à la CATR, nous nous attendons à ce que la réduction du taux d'imposition se répercute sur les processus d'établissement des tarifs futurs; nous avons donc comptabilisé un passif réglementaire net de 1 686 millions de dollars et une réduction correspondante du montant net des passifs d'impôts reportés. Ces passifs réglementaires seront amortis dans les résultats au fil du temps.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le montant net des passifs d'impôts reportés se rapportant aux réévaluations cumulatives des avantages postérieurs au départ à la retraite pris en compte dans le cumul des autres éléments du résultat étendu a également été ajusté, et une augmentation correspondante de 12 millions de dollars a été comptabilisée dans la charge d'impôts reportés.

Étant donné la portée considérable de la Loi, la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») a publié des directives qui autorisent les émetteurs inscrits à comptabiliser des montants provisoires qui pourront être rajustés lorsque l'information sera connue, préparée ou analysée, pourvu que la période d'évaluation en question ne dépasse pas un an.

Les directives de la SEC résument une procédure en trois étapes qui devra être appliquée à chaque période de communication de l'information et qui permettra de déterminer : 1) que la comptabilisation est définitive; 2) les montants provisoires, si la comptabilisation n'est pas encore définitive, mais qu'une estimation raisonnable a pu être établie; 3) qu'une estimation raisonnable ne peut pas encore être déterminée et que, par conséquent, les impôts sont présentés conformément aux dispositions de la loi en vigueur avant la promulgation de la nouvelle Loi.

Au 31 décembre 2017, nous considérons que tous les montants comptabilisés relativement à la réforme fiscale des États-Unis constituent des estimations raisonnables. Les montants relatifs aux entreprises assujetties à la CATR sont provisoires tant que notre interprétation, notre évaluation et notre présentation de l'incidence de la réforme fiscale ne seront pas mieux éclairées par des directives complémentaires des autorités réglementaires, fiscales et comptables. Si des directives complémentaires sont effectivement fournies par ces autorités ou autres au cours de la période d'évaluation de un an, nous réexaminerons ces montants provisoires et les rajusterons en conséquence.

Nous nous attendons à ce que l'abaissement des taux d'imposition prévu dans le cadre de la Loi se traduise par une modeste augmentation de nos résultats en 2018. Outre la réduction des taux d'imposition prévus par la loi, à plus long terme, la nouvelle Loi comporte plusieurs autres dispositions susceptibles d'avoir une incidence prospective sur nos activités, comme les changements relatifs à la passation en charges des biens amortissables, les limites imposées aux intérêts déduits, la création d'une loi antiérosion assurant une imposition minimale (appelée *Base Erosion Anti-Abuse Tax*) et certaines exemptions pour les entreprises à tarifs réglementés. Nous continuons d'évaluer l'incidence de ces dispositions, et d'autres encore, de la Loi.

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.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant d'environ 24 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à plus long terme bénéficiant d'un soutien 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.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Projets à court terme

(non audité – en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable au 31 décembre 2017
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2018-2021	0,2	—
Réseau de NGTL	2018	0,6	0,2
	2019	2,3	0,3
	2020	1,6	0,1
	2021	2,7	—
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Leach XPress ¹	2018	1,6 US	1,5 US
WB XPress	2018	0,8 US	0,4 US
Mountaineer XPress	2018	2,6 US	0,5 US
Modernisation II	2018-2020	1,1 US	0,1 US
Buckeye XPress	2020	0,2 US	—
Columbia Gulf			
Accès à Cameron	2018	0,3 US	0,3 US
Gulf XPress	2018	0,6 US	0,2 US
Autres ²	2018-2020	0,3 US	—
Gazoducs – Mexique			
Sur de Texas ³	2018	1,3 US	1,0 US
Villa de Reyes	2018	0,8 US	0,5 US
Tula	2019	0,7 US	0,5 US
Pipelines de liquides			
White Spruce	2019	0,2	—
Énergie			
Napanee	2018	1,3	0,9
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	jusqu'en 2020	0,9	0,3
		20,1	6,8
Incidence du change sur les projets à court terme ⁵			1,3
Total des projets à court terme (en milliards de dollars CA)		22,7	8,1

¹ Le projet Leach Xpress a été mis en service en janvier 2018.

² Reflète notre quote-part des coûts liés à Portland Xpress et à divers projets d'expansion.

³ Notre quote-part.

⁴ Les montants reflètent notre quote-part des coûts en capital résiduels que Bruce Power prévoit engager dans ses programmes d'investissement visant l'allongement de son cycle de vie en prévision de l'arrêt majeur du réacteur 6 pour remise à neuf, qui est censé commencer au début de 2020.

⁵ Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,25 au 31 décembre 2017.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

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 postérieures à 2020, 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 organismes de réglementation pertinents ou autrement établis. Ces projets sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale et/ou des processus réglementaires complexes; cependant, sauf mention contraire, ils sont tous garantis sur le plan commercial.

(non audité – en milliards de dollars)	Secteur	Coût estimatif du projet	Valeur comptable au 31 décembre 2017
Heartland et terminaux de TC ¹	Pipelines de liquides	0,9	0,1
Grand Rapids Phase 2 ²	Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ²	Énergie	5,3	—
Projets de Keystone			
Keystone XL ³	Pipelines de liquides	8,0 US	0,3 US
Terminal Hardisty de Keystone ^{1,3}	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs – Canada	4,8	0,4
Réseau de NGTL – Merrick	Gazoducs – Canada	1,9	—
		21,9	0,9
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme ⁴		2,0	0,1
Total des projets à moyen et à long terme (en milliards de dollars CA)		23,9	1,0

¹ Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous nous affairons à obtenir des garanties commerciales supplémentaires.

² Notre quote-part.

³ La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015.

⁴ Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,25 au 31 décembre 2017.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

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 afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Réseau de NGTL	274	255	996	968
Réseau principal au Canada	269	305	1 043	1 105
Autres gazoducs au Canada ¹	29	27	110	116
Expansion des affaires	(3)	(3)	(5)	(7)
BAIIA comparable	569	584	2 144	2 182
Amortissement	(236)	(220)	(908)	(875)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	333	364	1 236	1 307

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

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 31 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, et il est équivalent au BAII comparable.

Le bénéfice net et le BAIIA comparable des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient généralement selon notre RCA approuvé, notre base d'investissement, notre ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAIIA 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 – RÉSEAU DE NGTL ET RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Réseau de NGTL	91	85	352	318
Réseau principal au Canada	50	54	199	208

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 6 millions de dollars, comparativement à la même période en 2016, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne, partiellement contrebalancés par des revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration moins élevés. Le réseau de NGTL a été exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, qui prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et comprenait un mécanisme annuel de partage des coûts au titre des variations de coûts entre le montant réel et fixe des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de la diminution de la base d'investissement moyenne et des revenus incitatifs. Le réseau principal au Canada est exploité aux termes de la décision de 2014 de l'ONÉ, qui prévoit un RCA approuvé de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, avec une fourchette de résultats possibles en termes de RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et une contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts de TransCanada.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a progressé de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, principalement en raison des installations qui ont été mises en service pour le réseau de NGTL et le réseau principal au Canada.

DONNÉES SUR L'EXPLOITATION – RÉSEAU DE NGTL ET RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA

exercices clos les 31 décembre (non audité)	Réseau de NGTL ¹		Réseau principal au Canada ²	
	2017	2016	2017	2016
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	8 385	7 451	4 184	4 441
Volumes livrés (Gpi ³)				
Total	4 153	4 055	1 620	1 634
Moyenne quotidienne	11,4	11,1	4,4	4,5

- ¹ Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL ont totalisé 4 224 Gpi³ (4 117 Gpi³ en 2016). La moyenne quotidienne était de 11,6 Gpi³ (11,3 Gpi³ en 2016).
- 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 2017, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 1 019 Gpi³ (1 055 Gpi³ en 2016). La moyenne quotidienne était de 2,8 Gpi³ (2,9 Gpi³ en 2016).

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

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 afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés 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	
	2017	2016	2017	2016
Columbia Gas ¹	177	146	623	269
ANR	99	88	400	321
TC PipeLines, LP ^{2,3}	27	28	110	118
Midstream ¹	23	14	93	40
Columbia Gulf ¹	21	14	76	25
Great Lakes ^{3,4}	15	12	64	60
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1,2,3,5}	30	28	108	74
Participations sans contrôle ⁶	84	101	341	365
Expansion des affaires	(1)	(1)	(2)	(3)
BAIIA comparable	475	430	1 813	1 269
Amortissement	(113)	(118)	(453)	(322)
BAll comparable	362	312	1 360	947
Incidence du change	99	102	410	310
BAll comparable (en dollars CA)	461	414	1 770	1 257
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(11)	(10)	(63)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	(4)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	461	403	1 760	1 190

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

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 4,87 % le 31 mars 2016 et de 0,65 % le 1^{er} mai 2016. TC PipeLines, LP a acquis une tranche de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois le 1^{er} juin 2017. Le 1^{er} janvier 2016, nous avons vendu à TC Pipelines, LP une participation directe de 49,9 % dans PNGTS, et la participation résiduelle de 11,81 %, le 1^{er} juin 2017.

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 tableau ci-après présente notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, aux dates indiquées.

	Pourcentage de participation effective au	
	31 décembre 2017	31 décembre 2016
TC PipeLines, LP	25,7	26,8
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :		
Great Lakes	11,9	12,5
PNGTS	15,9	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 et PNGTS (jusqu'au 1^{er} juin 2017), notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos actifs de gaz naturel aux États-Unis.

⁶ Le BAIIA comparable découlait de la participation de TC PipeLines, LP, de PNGTS (jusqu'au 1^{er} juin 2017) et de CPPL dans les tronçons qui ne nous appartiennent pas. Le 17 février 2017, nous avons acquis le reste des parts détenues dans le public de CPPL.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 58 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016. Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2016 comprenait des coûts 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. 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 leur capacité de stockage et des ventes de produits de base. Les produits liés au transport et au stockage sont généralement plus élevés pendant les mois d'hiver en raison de la demande saisonnière accrue pour nos services.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 a augmenté de 45 millions de dollars US, par rapport à la même période en 2016, en raison principalement de la baisse des coûts d'exploitation, compte tenu des synergies réalisées grâce à l'acquisition de Columbia.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 5 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, principalement en raison des ajustements de la juste valeur touchant les actifs intermédiaires qui avaient été comptabilisés au quatrième trimestre de 2016.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

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 afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés 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	
	2017	2016	2017	2016
Topolobampo	38	41	157	81
Tamazunchale	27	26	112	105
Guadalajara	17	18	68	67
Mazatlán	16	5	65	5
Sur de Texas ¹	(6)	—	8	—
Autres	(1)	(3)	(11)	(3)
Expansion des affaires	—	(1)	—	(5)
BAIIA comparable	91	86	399	250
Amortissement	(18)	(12)	(72)	(35)
BAII comparable	73	74	327	215
Incidence du change	20	29	99	72
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	93	103	426	287

¹ Ces données représentent notre participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Sur de Texas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des Gazoducs au Mexique a diminué de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, et il est équivalent au BAII comparable. Outre les facteurs d'ordre commercial mentionnés ci-dessous, l'affaiblissement du dollar américain a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens.

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 2017 s'est accru de 5 millions de dollars US par rapport à la même période en 2016, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire dégagé par Mazatlán depuis décembre 2016;
- la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TransCanada; les intérêts sur ce prêt sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 6 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, principalement en raison du début de l'amortissement de Mazatlán.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

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 afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Réseau d'oléoducs Keystone	346	296	1 283	1 155
Pipelines en Alberta	29	—	33	—
Autres services ¹	26	6	32	(3)
BAIIA comparable	401	302	1 348	1 152
Amortissement	(81)	(78)	(309)	(292)
BAII comparable	320	224	1 039	860
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	(1 256)	—	(1 256)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(11)	(15)	(34)	(52)
Activités de gestion des risques	15	4	—	(2)
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	(932)	213	(251)	806
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	80	63	255	223
Dollars US	188	122	604	482
Incidence du change	52	39	180	155
	320	224	1 039	860

¹ Comprennent essentiellement des activités de commercialisation et d'expansion des affaires.

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 1 145 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016. Cette baisse découle essentiellement de l'effet net d'une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars avant les impôts relativement au pipeline Énergie Est et aux projets connexes et de coûts de 11 millions de dollars (15 millions de dollars en 2016) avant les impôts au titre du maintien et de la liquidation des actifs du projet de Keystone XL, lesquels ont été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet, ainsi que de gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable.

Le bénéfice 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.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a augmenté de 99 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à la même période en 2016, en raison de l'effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des volumes non liés à des contrats sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- le début de l'exploitation, au second semestre de 2017, des nouveaux pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires, notamment la progression de Keystone XL;
- l'affaiblissement du dollar américain, qui a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 3 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison de la mise en service de nouvelles installations, partiellement contrebalancé par l'affaiblissement du dollar américain.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

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 afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	23	26	100	74
Installations énergétiques de l'Est	92	82	344	349
Bruce Power	120	83	434	293
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada ^{1,2}	235	191	878	716
Amortissement	(30)	(26)	(138)	(145)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada ^{1,2}	205	165	740	571
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis ³ (en dollars US)	(8)	73	100	394
Amortissement ⁴	—	(11)	—	(109)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	(8)	62	100	285
Incidence du change	(4)	20	30	92
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	(12)	82	130	377
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	15	20	55	58
Amortissement	(3)	(3)	(13)	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	12	17	42	46
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires et d'autres charges ⁵	(24)	(4)	(33)	(15)
BAII comparable du secteur de l'énergie	181	260	879	979
Postes particuliers :				
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	127	—	127	—
Gain (perte) sur les ventes d'actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	15	(839)	484	(844)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	—	(1 085)
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	(92)	—	(332)
Activités de gestion des risques	149	97	62	125
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	472	(574)	1 552	(1 157)

¹ Ces données comprenaient les pertes liées aux CAE en Alberta jusqu'en mars 2016, quand les CAE ont été résiliées.

² Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Portlands Energy et de Bruce Power.

³ Le résultat de TC Hydro est inclus jusqu'à la date de sa vente, le 19 avril 2017; le résultat de Ravenswood, Ironwood, Ocean State Power et Kibby Wind est inclus jusqu'à la date de leur vente, le 2 juin 2017.

⁴ L'amortissement des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a cessé en novembre 2016 lorsqu'ils ont été classés dans les actifs destinés à la vente.

⁵ Ces données comprennent une charge de dépréciation de 21 millions de dollars au quatrième trimestre de 2017 liée à du matériel obsolète.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a augmenté de 1 046 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, et il comprenait les postes particuliers suivants :

- en 2017, un gain de 127 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- en 2017, un gain net de 15 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, composé principalement des indemnités d'assurance correspondant à une partie des coûts de réparation engagés durant un arrêt d'exploitation imprévu à Ravenswood avant sa vente;
- en 2016, une perte de 839 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, qui comprenait une perte de 829 millions de dollars avant les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et des coûts de cession de 10 millions de dollars avant les impôts;
- en 2016, une perte de 92 millions de dollars avant les impôts sur le transfert des crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE en Alberta;
- pour les deux exercices, 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.

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

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 est resté inchangé par rapport à celui de la même période en 2016.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a augmenté de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de la hausse du résultat tiré de nos projets éoliens.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars, en raison principalement d'un ajustement apporté en 2016 au titre de la durée d'utilité prévue de nos actifs de cogénération, partiellement annulé par le fait que nous avons cessé d'amortir nos actifs d'énergie solaire en Ontario en octobre 2017 lorsqu'ils ont été classés comme étant destinés à la vente.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Bruce Power

Les résultats de Bruce Power rendent compte de notre participation proportionnelle. 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	
	2017	2016	2017	2016
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :				
Produits	414	382	1 626	1 491
Charges d'exploitation	(208)	(212)	(846)	(870)
Amortissement et autres	(86)	(87)	(346)	(328)
BAIIA comparable et BAII comparable¹	120	83	434	293
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²	92 %	85 %	90 %	83 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	43	80	221	415
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	10	27	49	76
Volumes des ventes (en GWh) ¹	6 275	5 758	24 368	22 178
Prix de vente réalisé par MWh ³	67 \$	69 \$	67 \$	68 \$

1 Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,5 % en 2016) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

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 a augmenté de 37 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison surtout de l'augmentation des volumes découlant du nombre moindre de jours d'arrêt d'exploitation.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AUX ÉTATS-UNIS

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons mené à terme la vente des actifs de production d'électricité de nos installations énergétiques aux États-Unis et amorcé la cessation progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis.

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel a diminué de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison surtout de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

Siège social

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 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 afin de mieux refléter la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
BAIIA comparable et BAII comparable	(1)	11	(21)	18
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(36)	(81)	(116)
Gain de change – prêt intersociétés ¹	64	—	63	—
Coûts de restructuration	—	(8)	—	(22)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	63	(33)	(39)	(120)

¹ Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

Le bénéfice sectoriel du siège social s'est établi à 63 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à une perte sectorielle de 33 millions de dollars pour la même période en 2016, et il comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du BAII comparable :

- en 2017, un gain de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos qui représente notre quote-part du financement du projet Sur de Texas. Il y a une perte de change correspondante incluse dans les intérêts créditeurs et autres au titre du prêt intersociétés qui contrebalance entièrement ce gain;
- en 2016, les coûts avant les impôts liés à l'acquisition et à l'intégration de Columbia et les coûts de restructuration.

Le BAIIA comparable a diminué de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison surtout de l'augmentation des frais généraux et frais d'administration.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

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	
	2017	2016	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(138)	(109)	(494)	(452)
Libellés en dollars US	(315)	(316)	(1 269)	(1 127)
Incidence du change	(86)	(106)	(379)	(366)
	(539)	(531)	(2 142)	(1 945)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(25)	(54)	(99)	(114)
Intérêts capitalisés	23	43	173	176
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(541)	(542)	(2 068)	(1 883)
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	—	(115)
Activités de gestion des risques	—	—	(1)	—
Intérêts débiteurs	(541)	(542)	(2 069)	(1 998)

Les intérêts débiteurs pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 sont restés semblables à ceux de la période correspondante de 2016, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme libellés en dollars canadiens et en dollars US et de billets subordonnés de rang inférieur en 2017, déduction faite de ceux parvenus à maturité;
- l'extinction des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US;
- la diminution des intérêts capitalisés relativement aux projets de pipelines de liquides mis en service en 2017.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Libellée en dollars CA	25	48	174	181
Libellée en dollars US	91	32	259	181
Incidence du change	24	17	74	57
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	140	97	507	419

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 43 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à celle de la même période de 2016, en raison principalement de l'investissement continu et des tarifs plus élevés à l'égard des projets acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia en 2016, ainsi que de l'investissement continu dans des projets au Mexique, partiellement contrebalancés par la mise en service commerciale du gazoduc de Topolobampo, l'achèvement de la construction du gazoduc de Mazatlán et notre décision de renoncer au pipeline Énergie Est.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	56	8	159	71
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	—	6
Perte de change – prêt intersociétés	(64)	—	(63)	—
Activités de gestion des risques	(1)	(23)	88	26
Intérêts créditeurs et autres	(9)	(15)	184	103

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- les intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change de 64 millions de dollars sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Les intérêts débiteurs et le gain de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique et du secteur Siège social, respectivement. Les deux montants liés au change sont exclus du résultat comparable;
- la diminution des pertes non réalisées sur les activités de gestion des risques en 2017 comparativement à 2016. Ces éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable;
- l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(234)	(211)	(839)	(841)
Postes particuliers :				
Ajustement au titre de la réforme fiscale aux États-Unis	804	—	804	—
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	302	—	302	—
Perte nette (gain net) sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	49	(31)	(177)	(29)
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	9	—	9	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	2	(3)	6	10
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(22)	22	10
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	7	28
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	—	429
Résiliation des CAE en Alberta	—	24	—	88
Coûts de restructuration	—	2	—	6
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	1
Activités de gestion des risques	(62)	(33)	(45)	(54)
Recouvrement (charge) d'impôts	870	(274)	89	(352)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 23 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, ce qui découle principalement de la hausse du résultat comparable ainsi que des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et de celles des impôts transférés relativement aux activités réglementées.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(49)	(70)	(238)	(257)
Poste particulier :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	—	2	—	5
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(49)	(68)	(238)	(252)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 19 millions de dollars, et celui inclus dans le résultat comparable, de 21 millions de dollars, pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, principalement en raison de l'acquisition des parts ordinaires résiduelles de CPPL en circulation dans le public en février 2017.

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(32)	(160)	(109)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont été supérieurs de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, comparativement à la même période en 2016, principalement du fait de l'émission d'actions privilégiées de série 15 en novembre 2016.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 390	1 575	5 230	5 069
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	49	(220)	273	(248)
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 439	1 355	5 503	4 821
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	45	84	283
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	11	15	34	52
Coûts de cession de l'entreprise d'électricité du nord-est des Etats-Unis	—	10	20	15
Fonds provenant de l'exploitation comparables¹	1 450	1 425	5 641	5 171
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(26)	(155)	(100)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(68)	(78)	(283)	(279)
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
– recouvrables à même les droits futurs	(541)	(323)	(1 364)	(941)
– autres	(75)	(70)	(240)	(310)
Flux de trésorerie distribuables comparables¹				
– compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	727	928	3 599	3 541
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	1 268	1 251	4 963	4 482
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire¹				
– compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	0,83 \$	1,12 \$	4,13 \$	4,67 \$
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	1,45 \$	1,50 \$	5,69 \$	5,91 \$

¹ Pour obtenir plus de précisions au sujet des fonds provenant de l'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire, se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR ».

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Les fonds provenant de l'exploitation comparables, qui sont une mesure non conforme aux PCGR, ont été supérieurs de 25 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 à ceux de la même période en 2016; cette augmentation est principalement due à la hausse du résultat comparable.

Flux de trésorerie distribuables comparables

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.

La diminution des flux de trésorerie distribuables comparables compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à la même période en 2016 s'explique principalement par l'augmentation des investissements de maintien recouvrables dans les gazoducs au Canada et aux États-Unis. Les flux de trésorerie distribuables comparables, compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement, sont demeurés stables par rapport à ceux du quatrième trimestre de 2016. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire du trimestre clos le 31 décembre 2017 tiennent compte également de l'effet dilutif des actions ordinaires émises aux quatrièmes trimestres de 2016 et de 2017.

Même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, nous sommes en mesure de recouvrer la majeure partie de ces coûts à l'égard de nos gazoducs au Canada et aux États-Unis et de nos pipelines de liquides. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs canadiens sont prises en compte dans leur base tarifaire, de laquelle nous tirons un rendement réglementé, et nous les recouvrons par la suite à même les droits futurs. Les dépenses d'investissement de maintien relatives à la majorité de nos gazoducs aux États-Unis peuvent être recouvrées à même les droits aux termes du règlement tarifaire actuellement en vigueur, ou à même les droits qui seront fixés dans le cadre d'instances tarifaires ou de règlements futurs. Enfin, le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien relatives aux pipelines de liquides est prévu par les arrangements tarifaires qui régissent ceux-ci.

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les		exercices clos les	
	31 décembre	2016	31 décembre	2016
Gazoducs au Canada	301	133	601	323
Gazoducs aux États-Unis	237	182	749	586
Pipelines de liquides	8	8	19	32
Autres	70	70	235	310
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	616	393	1 604	1 251

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	569	584	2 144	2 182
Gazoducs – États-Unis	604	570	2 357	1 682
Gazoducs – Mexique	116	119	519	332
Pipelines de liquides	401	302	1 348	1 152
Énergie	214	304	1 030	1 281
Siège social	(1)	11	(21)	18
BAIIA comparable	1 903	1 890	7 377	6 647
Amortissement	(516)	(514)	(2 048)	(1 939)
BAII comparable	1 387	1 376	5 329	4 708
Postes particuliers :				
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	(1 256)	—	(1 256)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(47)	(91)	(179)
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(11)	(15)	(34)	(52)
Gain net (perte nette) sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	15	(839)	484	(844)
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	127	—	127	—
Gain de change – prêt intersociétés	64	—	63	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	—	(1 085)
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	(92)	—	(332)
Coûts de restructuration	—	(8)	—	(22)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	(4)
Activités de gestion des risques	164	101	62	123
Bénéfice sectoriel	490	476	4 684	2 313

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	
	2017	2016	2017	2016
Produits				
Gazoducs – Canada	968	1 005	3 693	3 682
Gazoducs – États-Unis	900	941	3 584	2 526
Gazoducs – Mexique	138	129	570	378
Pipelines de liquides	599	463	2 009	1 755
Énergie	1 012	1 097	3 593	4 206
	3 617	3 635	13 449	12 547
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	246	159	773	514
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	944	1 189	3 906	3 861
Achats de produits de base revendus	671	544	2 382	2 172
Impôts fonciers	127	150	569	555
Amortissement	516	514	2 055	1 939
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	1 257	92	1 257	1 388
	3 515	2 489	10 169	9 915
Gain (perte) sur la vente d'actifs	142	(829)	631	(833)
Charges financières				
Intérêts débiteurs	541	542	2 069	1 998
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(140)	(97)	(507)	(419)
Intérêts créditeurs et autres charges	9	15	(184)	(103)
	410	460	1 378	1 476
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	80	16	3 306	837
(Recouvrement) charge d'impôts				
Exigibles	21	53	149	156
Reportés	(87)	221	566	196
Reportés – réforme fiscale aux États-Unis	(804)	—	(804)	—
	(870)	274	(89)	352
Bénéfice net (perte nette)	950	(258)	3 395	485
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	49	68	238	252
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	901	(326)	3 157	233
Dividendes sur les actions privilégiées	40	32	160	109
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	861	(358)	2 997	124
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire				
De base	0,98 \$	(0,43) \$	3,44 \$	0,16 \$
Dilué(e)	0,98 \$	(0,43) \$	3,43 \$	0,16 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,565 \$	2,50 \$	2,26 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	877	832	872	759
Dilué	879	833	874	760

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 décembre		exercices clos les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	950	(258)	3 395	485
Amortissement	516	514	2 055	1 939
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	1 257	92	1 257	1 388
Impôts reportés	(87)	221	566	196
Impôts reportés – réforme fiscale aux États-Unis	(804)	—	(804)	—
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(246)	(159)	(773)	(514)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	227	219	970	844
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	—	2	(64)	(3)
(Gain) perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	(142)	829	(631)	833
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(113)	(58)	(362)	(253)
Gains non réalisés sur les instruments financiers	(163)	(78)	(149)	(149)
Autres	44	31	43	55
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(49)	220	(273)	248
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 390	1 575	5 230	5 069
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 000)	(1 745)	(7 383)	(5 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(11)	(76)	(146)	(295)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(541)	(195)	(1 681)	(765)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	—	(13 608)
Produit des ventes d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	1 170	—	5 317	6
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	2	362	727
Montants reportés et autres	(81)	141	(168)	159
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 463)	(1 873)	(3 699)	(18 783)
Activités de financement				
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(194)	(229)	1 038	(329)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 675	—	3 643	12 333
Remboursements sur la dette à long terme	(1 570)	(4 810)	(7 085)	(7 153)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	(2)	3 468	1 549
Dividendes sur les actions ordinaires	(357)	(277)	(1 339)	(1 436)
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(26)	(155)	(100)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(68)	(78)	(283)	(279)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	232	3 410	274	7 747
Actions ordinaires rachetées	—	—	—	(14)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	982	—	1 474
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	63	64	225	215
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	(1 205)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	(258)	(966)	(1 419)	14 007
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	(4)	—	(39)	(127)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
	(335)	(1 264)	73	166
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	1 424	2 280	1 016	850
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 089	1 016	1 089	1 016

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2017	31 décembre 2016
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 089	1 016
Débiteurs	2 522	2 075
Stocks	378	368
Actifs destinés à la vente	—	3 717
Autres	691	908
	4 680	8 084
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 23 734 \$ et 22 288 \$	57 277	54 475
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 366	6 544
Actifs réglementaires	1 376	1 322
Écart d'acquisition	13 084	13 958
Prêt à une société liée	919	—
Actifs incorporels et autres actifs	1 484	3 026
Placements restreints	915	642
	86 101	88 051
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 763	774
Créditeurs et autres	4 057	3 861
Dividendes à payer	586	526
Intérêts courus	605	595
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	—	86
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 866	1 838
	9 877	7 680
Passifs réglementaires	4 321	2 121
Autres passifs à long terme	727	1 183
Passifs d'impôts reportés	5 403	7 662
Dette à long terme	31 875	38 312
Billets subordonnés de rang inférieur	7 007	3 931
	59 210	60 889
Parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat	—	1 179
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	21 167	20 099
Émises et en circulation :		
31 décembre 2017 – 881 millions d'actions		
31 décembre 2016 – 864 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	—	—
Bénéfices non répartis	1 623	1 138
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 731)	(960)
Participations assurant le contrôle	25 039	24 257
Participations sans contrôle	1 852	1 726
	26 891	25 983
	86 101	88 051

Informations sectorielles

trimestre clos le 31 décembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	968	900	138	599	1 012	—	3 617
Produits intersectoriels	—	20	—	—	—	(20)	—
	968	920	138	599	1 012	(20)	3 617
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	65	(9)	(6)	130	64 ²	246
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(342)	(336)	(13)	(186)	(86)	19	(944)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(671)	—	(671)
Impôts fonciers	(59)	(45)	—	(22)	(1)	—	(127)
Amortissement	(236)	(143)	(23)	(81)	(33)	—	(516)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	(1 236)	(21)	—	(1 257)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	142	—	142
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	333	461	93	(932)	472	63	490
Intérêts débiteurs							(541)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							140
Intérêts créditeurs et autres							(9)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							80
Recouvrement d'impôts							870
Bénéfice net							950
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(49)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							901
Dividendes sur les actions privilégiées							(40)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							861

¹ La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits pour le secteur fournissant le service et des charges pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation dans le secteur Siège social. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers.

² Ce bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation a trait aux gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt de cette coentreprise.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

trimestre clos le 31 décembre 2016							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	1 005	941	129	463	1 097	—	3 635
Produits intersectoriels	—	11	—	—	—	(11)	—
	1 005	952	129	463	1 097	(11)	3 635
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	64	(1)	—	93	—	159
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(359)	(415)	(9)	(151)	(233)	(22)	(1 189)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(544)	—	(544)
Impôts fonciers	(65)	(42)	—	(21)	(22)	—	(150)
Amortissement	(220)	(156)	(16)	(78)	(44)	—	(514)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	(92)	—	(92)
Perte sur la vente d'actifs	—	—	—	—	(829)	—	(829)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	364	403	103	213	(574)	(33)	476
Intérêts débiteurs							(542)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							97
Intérêts créditeurs et autres							(15)
Perte avant les impôts sur le bénéfice							16
Recouvrement d'impôts							(274)
Perte nette							(258)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(68)
Perte nette attribuable aux participations assurant le contrôle							(326)
Dividendes sur les actions privilégiées							(32)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires							(358)

¹ La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits pour le secteur fournissant le service et des charges pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation dans le secteur Siège social. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

exercice clos le 31 décembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	3 693	3 584	570	2 009	3 593	—	13 449
Produits intersectoriels	—	51	—	—	—	(51)	—
	3 693	3 635	570	2 009	3 593	(51)	13 449
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	11	240	(9)	(3)	471	63 ²	773
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 300)	(1 340)	(42)	(623)	(550)	(51)	(3 906)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 382)	—	(2 382)
Impôts fonciers	(260)	(181)	—	(89)	(39)	—	(569)
Amortissement	(908)	(594)	(93)	(309)	(151)	—	(2 055)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	(1 236)	(21)	—	(1 257)
Gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	—	—	—	631	—	631
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	1 236	1 760	426	(251)	1 552	(39)	4 684
Intérêts débiteurs							(2 069)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							507
Intérêts créditeurs et autres							184
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 306
Recouvrement d'impôts							89
Bénéfice net							3 395
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(238)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							3 157
Dividendes sur les actions privilégiées							(160)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							2 997

¹ La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits pour le secteur fournissant le service et des charges pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation dans le secteur Siège social. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers.

² Ce bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation a trait aux gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Le prêt libellé en pesos mexicains consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt de cette coentreprise.

QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

exercice clos le 31 décembre 2016							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	3 682	2 526	378	1 755	4 206	—	12 547
Produits intersectoriels	—	56	—	—	—	(56)	—
	3 682	2 582	378	1 755	4 206	(56)	12 547
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	214	(3)	(1)	292	—	514
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 245)	(1 057)	(43)	(568)	(884)	(64)	(3 861)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 172)	—	(2 172)
Impôts fonciers	(267)	(120)	—	(88)	(80)	—	(555)
Amortissement	(875)	(425)	(45)	(292)	(302)	—	(1 939)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	(1 388)	—	(1 388)
Perte sur la vente d'actifs	—	(4)	—	—	(829)	—	(833)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	1 307	1 190	287	806	(1 157)	(120)	2 313
Intérêts débiteurs							(1 998)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							419
Intérêts créditeurs et autres							103
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							837
Charge d'impôts							(352)
Bénéfice net							485
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							233
Dividendes sur les actions privilégiées							(109)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							124

1 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits pour le secteur fournissant le service et des charges pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation dans le secteur Siège social. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers.

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Gazoducs – Canada	16 904	15 816
Gazoducs – États-Unis	35 898	34 422
Gazoducs – Mexique	5 716	5 013
Pipelines de liquides	15 438	16 896
Énergie	8 503	13 169
Siège social	3 642	2 735
	86 101	88 051