

Rapport trimestriel aux actionnaires

TransCanada présente ses solides résultats financiers du troisième trimestre de 2017 La stratégie d'affaires, diversifiée et à faible risque, continue de stimuler la performance

CALGARY (Alberta) – **Le 9 novembre 2017** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 612 millions de dollars (0,70 \$ par action) pour le troisième trimestre de 2017, comparativement à une perte nette de 135 millions de dollars (0,17 \$ par action) pour la même période en 2016. Le résultat comparable du troisième trimestre de 2017 a atteint 614 millions de dollars (0,70 \$ par action), comparativement à 622 millions de dollars (0,78 \$ par action) pour la même période en 2016. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,625 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2017, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,50 \$ par action ordinaire.

« Notre portefeuille diversifié d'actifs d'infrastructures énergétiques de grande qualité et à longue durée de vie a continué d'inscrire un excellent rendement au troisième trimestre de 2017, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable a été inférieur à celui du trimestre correspondant de 2016, mais cette réduction s'explique en grande partie par la clôture de la vente de notre portefeuille d'actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017. La performance financière des neuf premiers mois de l'exercice s'est montrée très solide, le résultat comparable par action augmentant de 12 % par rapport à la période correspondante de 2016. Nous prévoyons que cette vigueur se poursuivra, puisque plus de 95 % de notre bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») proviendra normalement d'activités réglementées ou d'actifs visés par des contrats à long terme.

« Au cours du troisième trimestre, nous avons poursuivi la réalisation de notre programme d'investissement à court terme; nous avons ainsi mis en service l'oléoduc de Grand Rapids. Nous avons également poursuivi l'avancement d'autres projets d'investissement à court terme de 24 milliards de dollars qui devraient dégager une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie et soutenir la croissance annuelle prévue de notre dividende selon un taux dans la portion supérieure de la fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2020, a ajouté M. Girling. Nous avons investi environ 10 milliards de dollars dans ces projets jusqu'ici, et nous sommes bien positionnés pour financer le reste de ce programme d'investissement au cours des prochaines années grâce aux abondants flux de trésorerie que nous générons en interne et à un accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses. À ce jour, nous avons recouvré au quatrième trimestre des coûts d'aménagement de quelque 0,6 milliard de dollars liés au projet de transport de gaz de Prince Rupert et conclu une entente visant la vente de notre portefeuille d'actifs d'énergie solaire en Ontario pour la somme d'environ 540 millions de dollars. Le produit servira à financer une partie de notre programme d'investissement et à combler les besoins généraux de l'entreprise. »

« Malgré la regrettable annulation des projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland, nous avons continué à saisir des occasions additionnelles de croissance interne à moyen et à long terme dans nos trois entreprises essentielles, les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie au Canada, aux États-Unis et au Mexique. L'éventuel démarrage de Keystone XL ou d'autres initiatives de croissance, comme le projet d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, s'ils s'avèrent fructueux, pourraient accentuer encore la progression du dividende de la société », a conclu M. Girling.

Points saillants

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

- Résultats financiers du troisième trimestre de 2017
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 612 millions de dollars (0,70 \$ par action)
 - Résultat comparable de 614 millions de dollars (0,70 \$ par action)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable de 1,7 milliard de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,2 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,3 milliard de dollars
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 769 millions de dollars (0,88 \$ par action ordinaire)
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,625 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2017.
- Mise en service de l'oléoduc Grand Rapids au coût de 0,9 milliard de dollars.
- Obtention de l'approbation de l'Office national de l'énergie du Canada (l'« ONÉ ») autorisant le début des services de transport à prix fixe aux termes d'ententes à long terme sur le réseau principal au Canada à compter du 1^{er} novembre 2017.
- Annonce, après l'examen attentif des nouvelles circonstances, de l'abandon du projet Énergie Est et des projets connexes; charge hors trésorerie estimative de 1 milliard de dollars, après les impôts, à comptabiliser au quatrième trimestre de 2017.
- Recouvrement en octobre des coûts d'aménagement et des frais financiers de 0,6 milliard de dollars engagés relativement au projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR ») après la décision prise par Progress Energy de résilier l'entente qui nous liait.
- Placement au Canada de billets à moyen terme échéant en 2028 et en 2047 pour un produit de 1 milliard de dollars.
- Conclusion, le 25 octobre, d'une entente visant la vente de notre portefeuille d'actifs d'énergie solaire en Ontario pour la somme d'environ 540 millions de dollars, dont le produit servira à financer en partie notre programme d'investissement à court terme. La transaction devrait se traduire par un gain estimatif de 100 millions de dollars, après les impôts, qui sera constaté au moment de la clôture.
- En novembre, début de l'exploitation commerciale du pipeline Northern Courier, d'une valeur de 1 milliard de dollars, et mise en service de l'oléoduc Rayne XPress, d'une valeur de 0,4 milliard de dollars US, et du projet de Gibraltar, au coût de 0,3 milliard de dollars US; le projet Leach XPress, d'une valeur de 1,6 milliard de dollars US, devrait être mis en service au début de janvier 2018.
- Poursuite des projets Portland XPress et Buckeye XPress, qui permettront à notre réseau de transporter davantage de gaz.

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 747 millions de dollars par rapport à la même période en 2016 pour s'établir à 612 millions de dollars (0,70 \$ par action). Le bénéfice net par action du troisième trimestre de 2017 tient compte de l'effet dilutif de l'émission de 60 millions d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016. Les résultats du troisième trimestre de 2017 tiennent compte d'une perte nette supplémentaire de 12 millions de dollars, après les impôts, liée à la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, d'une charge de 30 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia et une charge de 8 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL. Ceux du troisième trimestre de 2016 comprenaient une charge de dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition, une charge de 67 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia, un recouvrement d'impôts de 28 millions de dollars découlant de la vente à un tiers d'actifs du projet Keystone XL, une charge de 9 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation de Keystone XL et des coûts de 3 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la vente de notre entreprise d'électricité du nord-est

des États-Unis. 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 troisième trimestre de 2017 s'est établi à 614 millions de dollars (0,70 \$ par action), comparativement à 622 millions de dollars (0,78 \$ par action) pour la même période en 2016, soit une baisse de 8 millions de dollars (0,08 \$ par action). Le résultat comparable par action du trimestre clos le 30 septembre 2017 tient compte de l'effet dilutif de l'émission de 60 millions d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016. La baisse du résultat comparable au troisième trimestre est principalement imputable aux éléments suivants : l'incidence nette de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017; et l'apport moindre des gazoducs aux États-Unis en raison principalement du moment des cotisations au régime de retraite à prestations définies de Columbia Gas. Ces facteurs ont été en partie annulés par les éléments suivants : l'accroissement des produits tirés du transport dégagés par ANR depuis le règlement tarifaire approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »), le 1^{er} août 2016; la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée aux activités à tarifs réglementés de nos gazoducs aux États-Unis; la diminution des intérêts débiteurs découlant principalement du remboursement des facilités de crédit-relais résiduelles qui avaient en partie financé l'acquisition de Columbia; l'augmentation des intérêts créditeurs et autres sous l'effet principalement des gains réalisés en 2017 – alors que des pertes avaient été réalisées en 2016 – sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations du change influant sur les produits libellés en dollars américains et les produits comptabilisés à la résiliation du projet de TGPR; l'apport accru des pipelines de liquides résultant essentiellement de l'accroissement des volumes de Keystone et du début des activités de Grand Rapids; le relèvement du résultat tiré de Bruce Power, principalement grâce à l'amélioration des résultats des activités de passation de contrats; et l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique, principalement grâce aux résultats dégagés par le gazoduc Mazatlán depuis décembre 2016, en partie contré par la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas.

Suivent les faits marquants récents :

Gazoducs – Canada :

- **Réseau principal au Canada :** Le 21 septembre 2017, l'ONÉ a approuvé notre demande d'approbation visant les services de transport à prix fixe aux termes d'ententes à long terme comme elle avait été déposée, avec prise d'effet au 1^{er} novembre 2017. Les nouveaux services nous permettront de transporter depuis la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan jusqu'à Dawn, dans le sud de l'Ontario, 1,5 PJ/j (1,4 Gpi³/j) de gaz naturel au tarif simplifié de 0,77 \$/GJ pendant dix ans, et de procurer aux expéditeurs une certitude au chapitre des tarifs ainsi qu'un meilleur accès aux marchés.
- **Réseau de NGTL :** En mars 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 (« PNW LNG »). Le projet North Montney est maintenant visé par des contrats commerciaux restructurés de 20 ans conclus avec des expéditeurs et ne dépend plus de la poursuite du projet de GNL de PNW. Le 7 septembre 2017, l'ONÉ nous a signifié que l'examen de notre demande de modification se ferait au terme d'une audience publique. Il a aussi déclaré qu'il se pencherait sur la pertinence et l'applicabilité continues des décisions rendues en matière de droits et sur les conditions connexes précisées dans l'autorisation initiale. Le 26 octobre 2017, l'ONÉ a rendu l'ordonnance d'audience indiquant que les plaidoiries seront entendues à compter de la semaine du 22 janvier 2018; l'ONÉ devrait rendre sa décision dans les douze semaines suivant la fin de l'audience.

- **Projet de transport de gaz de Prince Rupert :** En juillet 2017, on nous a informés que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy (« Progress ») résilierait son entente conclue avec nous relativement à l'aménagement du projet de TGPR avec prise d'effet le 10 août 2017. Conformément aux modalités de l'entente, nous avons droit au remboursement de tous les coûts engagés pour le projet, y compris les frais financiers, en cas de résiliation. Nous avons donc reçu de Progress un paiement de 0,6 milliard de dollars en octobre 2017.

Gazoducs – États-Unis :

- **Rayne XPress :** Le projet Rayne XPress a été mis en service le 2 novembre 2017. Ce projet de Columbia Gulf transportera 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.
- **Midstream :** Le projet Midstream de Gibraltar, 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.
- **Leach XPress :** Nous prévoyons que le coût en capital du projet Leach XPress augmentera d'environ 100 millions de dollars US à cause des retards qu'a causés la météo au calendrier de construction et des sommes accrues qu'il a fallu verser aux entrepreneurs. Le projet devrait être mis en service au début de janvier 2018.
- **Dernières nouvelles de la FERC :** La FERC a retrouvé un quorum de trois commissaires en août 2017, et deux autres commissaires ont été approuvés par le Sénat des États-Unis le 2 novembre 2017. La FERC a signifié son intention de s'attaquer sans retard indu à l'accumulation de dossiers de demande en attente. Nous nous attendons à recevoir les certificats de la FERC relativement aux projets WB XPress, Mountaineer XPress et Gulf XPress au quatrième trimestre de 2017.
- **Mountaineer XPress :** Le projet Mountaineer XPress devrait entraîner une hausse de 600 millions de dollars US des dépenses d'investissement en raison de l'accroissement des coûts de construction estimatifs. Grâce au mécanisme de partage des coûts, on ne prévoit pas que cela aura une incidence significative sur le rendement global du projet. La mise en service de Mountaineer XPress devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2018.
- **Buckeye XPress :** Le projet Buckeye XPress (« BXP ») consiste à augmenter la taille d'un pipeline de remplacement dans le cadre du programme de modernisation de Columbia Gas. Des coûts de 0,2 milliard de dollars US consacrés à l'élargissement de la canalisation de remplacement et à la mise à niveau des compresseurs nous permettront d'offrir une capacité de 290 TJ/j (275 Mpi³/j) de capacité pipelinère supplémentaire pour servir la production grandissante tirée des Appalaches. Nous prévoyons la mise en service de BXP vers la fin de 2020.
- **Projet Portland XPress :** PNGTS a conclu des ententes préalables au démarrage avec plusieurs sociétés de distribution locales de la Nouvelle-Angleterre et du Canada atlantique visant le renouvellement de certains contrats de location de capacité du réseau dont l'échéance était prévue pour 2019, ainsi que l'accroissement de la capacité certifiée du réseau de PNGTS, qui sera portée à 280 TJ/j (265 Mpi³/j). Le projet Portland XPress (le « PXP ») d'environ 80 millions de dollars US sera réalisé en conjonction avec l'augmentation de la capacité en amont. Les dates cibles de mise en service du PXP s'étalent sur une période de trois ans à compter du 1^{er} novembre 2018.

- ***Incidence sur Great Lakes de l'entente à long terme de transport à prix fixe*** : Dans le cadre de l'entente à long terme de transport à prix fixe du réseau principal au Canada, Great Lakes a conclu avec le réseau principal au Canada un nouveau contrat de transport du gaz d'une durée de dix ans. Ce contrat a reçu l'approbation de l'ONÉ en septembre 2017 et est entré en vigueur le 1^{er} novembre 2017. Ce contrat prévoit des options de réduction des volumes jusqu'à concurrence de la quantité totale visée à compter de la troisième année.
- ***Dossier tarifaire de Great Lakes*** : Le 30 octobre 2017, Great Lakes a déposé un règlement tarifaire auprès de la FERC pour satisfaire à ses obligations aux termes du règlement tarifaire de 2013 stipulant les nouveaux tarifs en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. Le règlement de 2017 visant Great Lakes, s'il est approuvé, réduira de 27 % les tarifs de transport maximaux à compter du 1^{er} octobre 2017. Great Lakes s'attend à ce que l'incidence d'autres changements, notamment l'entente de transport à long terme conclue récemment avec le réseau principal au Canada et décrite ci-dessus, les occasions qui se présenteront pour le réseau de dégager d'autres revenus et l'élimination du mécanisme de partage des produits avec les clients, contrebalancera largement l'incidence sur un exercice complet de la réduction des tarifs à partir de 2018. Le règlement de 2017 visant Great Lakes ne prévoit aucune clause moratoire, et Great Lakes devra présenter, au plus tard le 31 mars 2022, une demande de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur le 1^{er} octobre 2022.
- ***Northern Border*** : Northern Border et ses expéditeurs sont récemment parvenus à un règlement de principe statuant sur toutes les questions relatives aux tarifs et aux services soulevées pendant les discussions qu'ils avaient entreprises. Northern Border prévoit de déposer auprès de la FERC, avant la fin de l'année, une entente tarifaire qui reflétera les termes de ce règlement de principe, écartant de la sorte la nécessité de déposer un dossier tarifaire général comme le prévoyait le règlement de 2012. Northern Border s'attend à ce que la FERC entérine l'entente de règlement sans opposition. De cette façon, la stabilité des tarifs à long terme de Northern Border serait assurée. À l'heure actuelle, nous ne croyons pas que l'issue du règlement aura une incidence significative sur nos résultats consolidés. Nous détenons une participation indirecte de 13 % dans Northern Border par l'intermédiaire de TC Pipelines, LP.

Pipelines de liquides :

- ***Énergie Est et projets connexes*** : Le 7 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.

Le 5 octobre 2017, après notre examen, nous avons informé l'ONÉ que nous ne présenterions pas de demande relativement aux projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Nous avons également avisé le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques que nous soustrayions le projet Énergie Est du processus d'évaluation environnementale. Comme le pipeline Énergie Est devait aussi fournir des services de transport pour le pipeline Upland, nous avons aussi avisé le Département d'État des États-Unis, à la même date, que nous abandonnions le processus de demande de permis présidentiel à l'endroit de ce projet.

Nous procédons 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 prévoyons qu'une charge hors trésorerie de 1 milliard de dollars, après les impôts, sera comptabilisée dans nos résultats du quatrième trimestre de 2017. Nous avons cessé de capitaliser les fonds utilisés pendant la construction relatifs à ces projets le 23 août 2017, date à laquelle l'ONÉ a dévoilé les changements apportés à la portée des travaux. 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.

- **Keystone XL :** Compte tenu du temps écoulé depuis le refus de la première demande de permis présidentiel concernant Keystone XL en novembre 2015, nous sommes à revoir les contrats d'expédition et prévoyons l'ajout de nouveaux expéditeurs au groupe principal d'expéditeurs sous contrat et la réduction des volumes que certains expéditeurs se sont engagés à transporter. Nous nous attendons à ce que le soutien commercial pour le projet soit sensiblement le même que celui qui prévalait lors de la première demande de permis visant le pipeline Keystone XL.

En juillet 2017, nous avons lancé une invitation à soumissionner sollicitant de nouveaux engagements fermes des parties intéressées à l'égard du transport de pétrole brut sur le réseau d'oléoducs Keystone et pour le projet de pipeline Keystone XL depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique. Le 6 septembre 2017, nous avons reporté au 26 octobre 2017 la clôture de cette invitation à soumissionner en raison de l'ouragan Harvey qui a dévasté Houston, au Texas, ainsi que des parties de la côte américaine du golfe du Mexique. Nous procédons actuellement à l'analyse des résultats de l'invitation à soumissionner.

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. En août 2017, la PSC du Nebraska a conclu l'audience publique visant le pipeline Keystone XL, et les derniers commentaires écrits ont été reçus en septembre 2017. La PSC du Nebraska étudiera tous les commentaires recueillis lors des assemblées publiques, reçus par écrit et obtenus lors de l'audience elle-même avant de prendre une décision définitive à l'égard du tracé, décision qu'elle devrait rendre d'ici la fin de novembre 2017.

- **Grand Rapids :** Vers la fin d'août 2017, l'oléoduc de Grand Rapids, que détiennent ensemble TransCanada et PetroChina Canada Ltd., a été mis en service. Ce pipeline de 460 km (287 milles) joue un rôle clé dans la liaison entre les zones de production du nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, et les terminaux d'Edmonton/Heartland.
- **Northern Courier :** La mise en service commerciale du pipeline de Northern Courier, d'une longueur de 90 km (56 milles), qui transporte du bitume et du diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta, a eu lieu le 1^{er} novembre 2017.

Énergie :

- **Vente des 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, à Axiom Infinity Solar LP, pour une somme d'environ 540 millions de dollars. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin de 2017, sous réserve de certaines autorisations réglementaires et autres, et tiendra compte des ajustements de clôture habituels. La transaction devrait se traduire par un gain estimatif de 130 millions de dollars avant les impôts (100 millions de dollars après les impôts) qui sera constaté à la clôture de la transaction.

Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires :** Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,625 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 31 décembre 2017 sur les actions ordinaires de TransCanada en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 2,50 \$ par action ordinaire.
- **Émission de billets à moyen terme :** En septembre 2017, TransCanada a émis des billets à moyen terme pour un montant de 1 milliard de dollars, dont une tranche de 300 millions de dollars a été émise sous forme de billets à 10 ans et demi portant intérêt au taux de 3,39 %, et le solde de 700 millions de dollars, sous forme de billets à 30 ans portant intérêt au taux de 4,33 %.

- **Régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »)** : Jusqu'ici 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 594 millions de dollars d'actions ordinaires aux termes du régime depuis le début de l'exercice.
- **Programme d'émission d'actions au cours du marché de TransCanada Corporation** : En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme au cours du marché qui nous permet d'émettre, à l'occasion et à notre gré, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé d'un prix de vente brut global pouvant aller jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains, au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York. Le programme au cours du marché, en vigueur pour une période de 25 mois, sera activé au besoin et à notre discrétion, selon le profil des dépenses en immobilisations du programme d'investissement de TransCanada et le coût relatif de nos autres possibilités de financement. Au 30 septembre 2017, aucune action ordinaire n'avait été émise aux termes de ce programme.

Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le jeudi 9 novembre 2017 pour discuter de nos résultats financiers du troisième trimestre de 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 9 h (HR) ou à 11 h (HE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800 898-3989 ou le 416 406-0743 (région de Toronto) et en entrant le code d'accès 5745518# 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 (HE), le 16 novembre 2017; il suffira de composer le 800 408-3053 ou le 905 694-9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 7183649#.

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

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 gazoducs exploité par TransCanada s'étend sur plus de 91 500 kilomètres (56 900 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est le plus important fournisseur de stockage de gaz naturel et de services connexes sur le continent avec une capacité de stockage de 653 milliards de pieds cubes. Producteur d'électricité indépendant de premier plan, TransCanada détient, en totalité ou en partie, des installations ayant une capacité de production d'environ 6 200 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 4 800 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 et [notre blogue](#) pour en apprendre davantage ou [nous rejoindre par l'entremise des médias sociaux](#) et de [3BL Media](#).

Information prospective

Le présent communiqué renferme de l'information prospective qui est assujettie à des risques et à des incertitudes importants (de tels énoncés s'accompagnent habituellement des verbes « prévoir », « s'attendre à », « devoir », « croire », « projeter », « entrevoir », « pouvoir », « estimer » ou autres termes du genre). Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux porteurs de titres et investisseurs éventuels de TransCanada de l'information sur TransCanada et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction quant aux plans futurs et perspectives financières de TransCanada et de ses filiales. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TransCanada, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés; ils ne constituent donc pas une garantie de la performance future de la société. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure à la présente information prospective, fournie à la date à laquelle elle est présentée dans le présent communiqué, et ne devrait pas utiliser les perspectives financières ou l'information axée sur ce qui est à venir à des fins autres que les fins prévues. TransCanada n'a ni l'obligation de mettre à jour ni de réviser quelque information prospective que ce soit, sauf si la loi l'exige. Pour plus de renseignements au sujet des hypothèses avancées, ainsi que des risques et des incertitudes qui pourraient entraîner une modification des résultats réels par rapport aux résultats prévus, il y a lieu de se reporter au rapport trimestriel aux actionnaires daté du 8 novembre 2017 et au rapport annuel aux actionnaires de 2016 de TransCanada qui sont classés sous le profil de TransCanada dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le BAIIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les fonds provenant de l'exploitation comparables, le résultat comparable par action et les flux de trésorerie distribuables comparables par action, qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et qui pourraient, par conséquent, ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures non conformes aux PCGR sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 8 novembre 2017.

Renseignements aux médias :

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

Renseignements aux investisseurs et analystes :

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

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2017

Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice				
Produits	3 242	3 632	9 850	8 886
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	612	(135)	2 136	482
par action ordinaire – de base	0,70 \$	(0,17) \$	2,46 \$	0,66 \$
– dilué	0,70 \$	(0,17) \$	2,45 \$	0,66 \$
BAIIA comparable ¹	1 667	1 886	5 474	4 757
Résultat comparable ¹	614	622	1 971	1 482
par action ordinaire ¹	0,70 \$	0,78 \$	2,27 \$	2,02 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 185	1 265	3 840	3 494
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 316	1 441	4 191	3 746
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	769	994	2 872	2 613
par action ordinaire ¹	0,88 \$	1,25 \$	3,30 \$	3,56 \$
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	2 031	1 444	5 383	3 262
– projets en cours d'aménagement	37	62	135	219
– apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	475	286	1 140	570
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	12 609	—	13 608
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	4 147	6
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,625 \$	0,565 \$	1,875 \$	1,695 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
Moyenne de la période	873	797	870	734
Fin de la période	874	800	874	800

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

Rapport de gestion

8 novembre 2017

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2016.

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, y compris la cession d'actifs;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- la croissance prévue du dividende;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement et ceux qui sont en attente de permis;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

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

Hypothèses

- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- la nature et la portée des opérations de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- les taux de change;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement.

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 pipelinières;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- l'évolution du contexte réglementaire;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 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. 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;
- 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 attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	entrées 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 à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires.

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 à la rubrique « 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 entrées 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 « Situation financière » pour un rapprochement avec les entrées nettes liées aux activités d'exploitation.

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

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. Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les entrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés – troisième trimestre de 2017

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Gazoducs – Canada	316	329	903	943
Gazoducs – États-Unis	337	332	1 299	787
Gazoducs – Mexique	95	98	333	184
Pipelines de liquides	203	183	681	593
Énergie	237	(828)	1 080	(583)
Siège social	(29)	(36)	(102)	(87)
Total du bénéfice sectoriel	1 159	78	4 194	1 837
Intérêts débiteurs	(504)	(522)	(1 528)	(1 456)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	145	110	367	322
Intérêts créditeurs et autres	84	12	193	118
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	884	(322)	3 226	821
(Charge) recouvrement d'impôts	(188)	266	(781)	(78)
Bénéfice net (perte nette)	696	(56)	2 445	743
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle	(44)	(52)	(189)	(184)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	652	(108)	2 256	559
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(27)	(120)	(77)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	612	(135)	2 136	482
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base	0,70 \$	(0,17) \$	2,46 \$	0,66 \$
– dilué	0,70 \$	(0,17) \$	2,45 \$	0,66 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 747 millions de dollars et de 1 654 millions de dollars (0,87 \$ par action et 1,80 \$ par action) pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016. Le poste bénéfice net par action ordinaire pour 2017 tient compte de l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016, dont 60 millions ont été émises au quatrième trimestre de 2016.

Les résultats de 2017 comprennent les éléments suivants :

- un gain net de 243 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'un gain de 440 millions de dollars après les impôts sur la vente de TC Hydro, d'une perte supplémentaire de 183 millions de dollars après les impôts inscrite au titre de la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, ainsi que des coûts de cession et des ajustements liés aux impôts sur le bénéfice de 14 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice;
- une charge de 30 millions de dollars après les impôts pour le troisième trimestre et de 69 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 8 millions de dollars après les impôts pour le troisième trimestre et de 19 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

- 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. Une provision à l'égard de la perte avant les impôts attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation.

Les résultats de 2016 comprenaient les éléments suivants :

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts au premier trimestre sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, notamment une charge, après les impôts, de 67 millions de dollars pour le troisième trimestre se rapportant principalement aux frais de maintien en poste, aux indemnités de cessation d'emploi et aux frais d'intégration, et de 206 millions de dollars depuis le début de l'exercice, dont 109 millions de dollars se rapportaient aux paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription émis dans le cadre du financement permanent de la transaction, 36 millions de dollars se rapportaient aux coûts d'acquisition et 6 millions de dollars se rapportaient aux intérêts créditeurs sur les fonds entiers provenant des reçus de souscription;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars pour le troisième trimestre se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts pour le troisième trimestre et de 24 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts depuis le début de l'exercice au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures 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;
- des coûts de 3 millions de dollars, après les impôts, relatifs à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu le 31 mars 2016.

Le bénéfice net de toutes les périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, le résultat comparable a diminué de 8 millions de dollars et augmenté de 489 millions de dollars comparativement à celui des mêmes périodes en 2016. Il en est question à la rubrique « Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable » ci-après.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	612	(135)	2 136	482
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Perte nette (gain net) sur la vente des actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis	12	3	(243)	3
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	30	67	69	206
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	8	9	19	24
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(28)	(7)	(28)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	656	—	656
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	176
Coûts de restructuration	—	—	—	10
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	3
Activités de gestion des risques ¹	(48)	50	(3)	(50)
Résultat comparable	614	622	1 971	1 482
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	0,70 \$	(0,17) \$	2,46 \$	0,66 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Perte nette (gain net) sur la vente des actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis	0,01	—	(0,28)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	0,03	0,09	0,08	0,29
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	0,01	0,01	0,02	0,03
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(0,03)	(0,01)	(0,04)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	0,82	—	0,89
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	0,25
Coûts de restructuration	—	—	—	0,01
Activités de gestion des risques	(0,05)	0,06	—	(0,07)
Résultat comparable par action ordinaire	0,70 \$	0,78 \$	2,27 \$	2,02 \$

1

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	1	(4)	5	3
Installations énergétiques aux États-Unis	59	(73)	(97)	16
Commercialisation des liquides	(19)	(8)	(15)	(6)
Stockage de gaz naturel	4	4	5	9
Taux d'intérêt	(1)	—	(1)	—
Change	33	—	89	49
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(29)	31	17	(21)
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	48	(50)	3	50

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le résultat comparable a diminué de 8 millions de dollars (0,08 \$ par action) pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 comparativement à celui de la même période en 2016. Cette baisse est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- 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;
- l'apport inférieur des gazoducs aux États-Unis essentiellement attribuable au calendrier de capitalisation du régime de retraite à prestations déterminées de Columbia Gas, partiellement contrebalancé par l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos gazoducs américains à tarifs réglementés;
- la diminution des intérêts débiteurs principalement imputable au remboursement des facilités de crédit-relais résiduelles qui avaient en partie financé l'acquisition de Columbia;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique surtout par les gains réalisés en 2017 comparativement aux pertes réalisées en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US et par les revenus comptabilisés à l'abandon du projet de TGPR;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur Keystone et du début de l'exploitation de Grand Rapids;
- la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'augmentation des résultats tirés des activités de passation de contrats;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique, principalement grâce aux produits dégagés par le gazoduc de Mazatlán depuis décembre 2016, partiellement contrebalancés par la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas.

Le résultat comparable par action pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 tient également compte de l'effet de dilution de l'émission de 60 millions d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016.

Le résultat comparable a augmenté de 489 millions de dollars (0,25 \$ par action) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 comparativement à celui de la même période en 2016. Cette hausse est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat supplémentaire découlant de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016, et à l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016, facteurs partiellement contrebalancés par le calendrier de capitalisation du régime de retraite à prestations déterminées de Columbia Gas;
- 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 prévus;
- 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, partiellement contrebalancé par la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas;
- l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur Keystone et du début de l'exploitation de Grand Rapids;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos gazoducs américains à tarifs réglementés et au réseau de NGTL, partiellement contrebalancée par la mise en service commerciale du gazoduc de Topolobampo et l'achèvement de la construction du gazoduc de Mazatlán;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique surtout par les revenus au titre des coûts du projet Coastal Gaslink et de l'abandon du projet de TGPR;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest à la suite de la résiliation des CAE en Alberta en mars 2016;
- 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;
- 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.

Le résultat comparable par action pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 tient compte de l'effet de dilution des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016.

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 24 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 long terme. 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Projets à court terme

au 30 septembre 2017			
(non audité – en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2017-2019	0,5	0,2
Réseau de NGTL ¹	2017	2,3	1,5
	2018	0,3	0,1
	2019	2,2	0,3
	2020	1,9	0,1
	2021+	0,4	—
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Leach XPress	2018	1,6 US	1,3 US
Modernisation I	2017	0,2 US	0,2 US
WB XPress	2018	0,8 US	0,3 US
Mountaineer XPress	2018	2,6 US	0,4 US
Modernisation II	2018-2020	1,1 US	0,1 US
Columbia Gulf			
Rayne XPress	2017	0,4 US	0,4 US
Accès à Cameron	2018	0,3 US	0,2 US
Gulf XPress	2018	0,6 US	0,2 US
Midstream – Gibraltar	2017	0,3 US	0,2 US
Gazoducs – Mexique			
Tula	2018	0,6 US	0,5 US
Villa de Reyes	2018	0,6 US	0,4 US
Sur de Texas ²	2018	1,3 US	0,7 US
Pipelines de liquides			
Northern Courier	2017	1,0	1,0
White Spruce	2018	0,2	—
Énergie			
Napanee	2018	1,1	0,9
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ³	jusqu'en 2020+	1,0	0,2
		21,3	9,2
Incidence du change sur les projets à court terme ⁴		2,6	1,2
Total des projets à court terme (en milliards de dollars CA)		23,9	10,4

¹ Depuis le deuxième trimestre de 2017, les projets d'investissement à court terme du réseau de NGTL sont présentés selon les dates de mise en service prévues.

² Notre quote-part.

³ Les montants reflètent la quote-part qui nous revient dans les coûts en capital résiduels que Bruce Power prévoit engager dans le cadre de ses programmes d'allongement du cycle de vie avant les arrêts majeurs pour remise à neuf devant s'amorcer en 2020.

⁴ Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,25 au 30 septembre 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 différents organismes de réglementation ou autrement établis. Ces projets sont tous garantis sur le plan commercial ou, dans le cas de Keytsone XL, un soutien commercial devrait être obtenu. Tous ces projets sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale et/ou des processus réglementaires complexes.

au 30 septembre 2017		Coût estimatif du projet	Valeur comptable
(non audité – en milliards de dollars)	Secteur		
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 ¹	Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	5,3	—
Projets de Keystone			
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	8,0 US	0,3 US
Terminal Hardisty de Keystone ²	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets 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 ³		2,0	0,1
Total des projets à moyen et à long terme (en milliards de dollars CA)		23,9	1,0

¹ Notre quote-part.

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

³ Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,25 au 30 septembre 2017.

Perspectives

Dans l'ensemble, nos perspectives quant aux résultats de 2017 devraient être supérieures à celles énoncées dans le rapport annuel de 2016 en raison du rendement plus élevé de tous nos secteurs d'activité, comme l'indiquent nos résultats depuis le début de l'exercice 2017 présentés dans le rapport de gestion.

Dépenses d'investissement consolidées

Le total prévu de nos dépenses d'investissement, de nos projets en cours et des apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour 2017, indiqué dans le rapport annuel de 2016, n'a pas varié.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Réseau de NGTL	256	246	722	713
Réseau principal au Canada	263	278	774	800
Autres gazoducs au Canada ¹	25	27	81	89
Expansion des affaires	—	(2)	(2)	(4)
BAIIA comparable	544	549	1 575	1 598
Amortissement	(228)	(220)	(672)	(655)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	316	329	903	943

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills et de Ventures LP et la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 13 millions de dollars et de 40 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et il est l'équivalent du 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 ou pertes au titre des incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais elles n'ont pas un effet important sur le bénéfice net puisque ces éléments sont recouvrés 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Réseau de NGTL	92	81	261	233
Réseau principal au Canada	49	52	149	154

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 11 millions de dollars et de 28 millions de dollars, comparativement aux mêmes périodes en 2016, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne et de revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevés, partiellement contrebalancés par la hausse des frais financiers liés aux reports réglementaires en 2017. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et comprend un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 3 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 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 bénéfice net a diminué de 5 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de la diminution de la base d'investissement moyenne et de la hausse des frais financiers liés aux reports réglementaires, facteurs en partie contrebalancés par la hausse 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 8 millions de dollars et de 17 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes 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

périodes de neuf mois closes les 30 septembre (non audité)	Réseau de NGTL ¹		Réseau principal au Canada ²	
	2017	2016	2017	2016
Base d'investissement moyenne (en millions de dollars)	8 210	7 401	4 165	4 423
Volumes livrés (Gpi ³)				
Total	3 015	2 978	1 244	1 217
Moyenne quotidienne	11,0	10,9	4,6	4,4

¹ Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les volumes reçus sur place pour le réseau de NGTL ont totalisé 3 111 Gpi³ (3 080 Gpi³ en 2016). La moyenne quotidienne était de 11,4 Gpi³ (11,2 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, les réceptions physiques en provenance de la frontière de l'Alberta et de la Saskatchewan ont totalisé 716 Gpi³ (802 Gpi³ en 2016). La moyenne quotidienne était de 2,6 Gpi³ (2,9 Gpi³ en 2016).

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Columbia Gas ¹	125	123	446	123
ANR	86	76	301	233
TC PipeLines, LP ^{2,3}	25	32	83	90
Great Lakes ⁴	9	11	49	48
Midstream ¹	27	26	70	26
Columbia Gulf ¹	16	11	55	11
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1,2,3,5}	23	22	78	46
Participations sans contrôle ⁶	74	94	257	264
Expansion des affaires	—	(1)	(1)	(2)
BAIIA comparable	385	394	1 338	839
Amortissement	(116)	(104)	(340)	(204)
BAI comparable	269	290	998	635
Incidence du change	68	94	311	208
BAI comparable (en dollars CA)	337	384	1 309	843
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(52)	(10)	(52)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	(4)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	337	332	1 299	787

¹ Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et celle des parts détenues dans le public de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») le 17 février 2017.

² Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons acquis des participations additionnelles dans Iroquois de 0,65 % le 1^{er} mai 2016 et de 4,87 %, le 31 mars 2016. TC PipeLines, LP a acquis la participation de 49,34 % de TransCanada dans Iroquois et sa participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS 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, pour les périodes présentées.

	Pourcentage de participation effective au	
	30 septembre 2017	30 septembre 2016
TC PipeLines, LP	26,0	27,1
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :		
Great Lakes	12,1	12,6
PNGTS	16,1	13,5

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 effective dans Millennium et Hardy Storage ainsi que notre participation directe dans Iroquois et PNGTS jusqu'au 1^{er} juin 2017.

⁶ Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP, de PNGTS et de Columbia Pipeline Partners LP dans les tronçons qui ne nous appartiennent pas. Le 17 février 2017, nous avons acquis le reste des parts détenues dans le public de CPPL.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 5 millions de dollars et de 512 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement de l'acquisition de Columbia.

Le bénéfice sectoriel de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 comprend, pour le premier trimestre, une charge de 10 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux coûts d'intégration associés à l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 comprend une charge de 52 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux coûts liés à l'intégration et à l'acquisition de Columbia et une perte de 4 millions de dollars avant les impôts par suite d'une entente intervenue en décembre 2015 visant la vente de TC Offshore qui s'est concrétisée au début de 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. En outre, l'affaiblissement du dollar américain a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

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 BAII comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 a diminué de 9 millions de dollars US, par rapport à la même période en 2016, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- le calendrier de capitalisation du régime de retraite à prestations déterminées de Columbia Gas. Selon le règlement tarifaire actuellement en vigueur pour Columbia Gas, les coûts liés au régime de retraite sont comptabilisés en charges lorsque les paiements de capitalisation sont versés. La capitalisation complète de ce régime pour 2017 a été comptabilisée au troisième trimestre de 2017;
- l'accroissement des produits tirés des projets de croissance de Columbia Gas;
- l'augmentation des produits tirés du transport et du stockage dégagés par ANR attribuable au règlement tarifaire approuvé par la FERC qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

Le BAII comparable des gazoducs aux États-Unis pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a augmenté de 499 millions de dollars US, par rapport à la même période en 2016, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'apport au résultat découlant de l'acquisition de Columbia pour neuf mois en 2017, contre seulement trois mois en 2016;
- l'augmentation des produits tirés du transport et du stockage dégagés par ANR attribuable au règlement tarifaire approuvé par la FERC qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 12 millions de dollars US et de 136 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, principalement en raison de l'acquisition de Columbia et des taux d'amortissement plus élevés d'ANR à la suite du règlement tarifaire approuvé par la FERC qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

L'amortissement de 5 millions de dollars US, pour le premier trimestre de 2017, lié aux actifs informatiques de Columbia qui ont été mis hors service dans le cadre de l'intégration de Columbia a été exclu du BAII comparable et pris en compte dans les coûts liés à l'intégration et à l'acquisition aux fins du calcul du bénéfice sectoriel.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Topolobampo	39	41	119	40
Tamazunchale	29	24	85	79
Guadalajara	17	17	51	49
Mazatlán	16	—	49	—
Sur de Texas ¹	3	—	14	—
Autres ²	(10)	—	(10)	—
Expansion des affaires	—	1	—	(4)
BAIIA comparable	94	83	308	164
Amortissement	(18)	(10)	(54)	(23)
BAII comparable	76	73	254	141
Incidence du change	19	25	79	43
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	95	98	333	184

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

² Ces données reflètent notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 46,5 % dans TransGas. Le 25 août 2017, TransGas a transféré la totalité de ses actifs pipeliniers à Transportadora de Gas Internacional S.A.

Le bénéfice sectoriel du secteur des Gazoducs au Mexique a diminué de 3 millions de dollars et augmenté de 149 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 s'est accru de 11 millions de dollars US et de 144 millions de dollars US par rapport aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

- 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 de TransCanada;
- la dépréciation de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 8 millions de dollars US et de 31 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, principalement en raison du début de l'amortissement des projets Topolobampo et Mazatlán.

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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Réseau d'oléoducs Keystone	302	280	937	856
Expansion des affaires et autres	1	(2)	10	(6)
BAIIA comparable	303	278	947	850
Amortissement	(71)	(73)	(228)	(214)
BAII comparable	232	205	719	636
Postes particuliers :				
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(10)	(14)	(23)	(37)
Activités de gestion des risques	(19)	(8)	(15)	(6)
Bénéfice sectoriel	203	183	681	593
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	63	51	175	160
Dollars US	135	117	416	360
Incidence du change	34	37	128	116
	232	205	719	636

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 20 millions de dollars et de 88 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et il tient compte d'une charge avant les impôts au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet de Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet, ainsi que de pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

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.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a augmenté de 25 millions de dollars et de 97 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 par rapport aux mêmes périodes en 2016, en raison de l'effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des volumes sur l'oléoduc Keystone;
- l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides;
- l'apport de l'oléoduc de Grand Rapids, qui a été mis en service à la fin d'août 2017;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires, notamment la progression de Keystone XL;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

- 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 14 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison du moment de la mise en service de nouvelles installations, partiellement contrebalancé par l'affaiblissement du dollar américain.

Énergie

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	24	26	77	48
Installations énergétiques de l'Est	75	81	252	267
Bruce Power	91	76	314	210
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	190	183	643	525
Amortissement	(35)	(36)	(108)	(119)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	155	147	535	406
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)				
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis³	22	164	108	321
Amortissement ⁴	—	(34)	—	(98)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	22	130	108	223
Incidence du change	7	44	34	72
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	29	174	142	295
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	8	20	40	38
Amortissement	(4)	(3)	(10)	(9)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	4	17	30	29
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(3)	(3)	(9)	(11)
BAII comparable du secteur de l'énergie^{1,2,3}	185	335	698	719
Postes particuliers :				
(Perte nette) gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(12)	(5)	469	(5)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	(1 085)	—	(1 085)
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	(240)
Activités de gestion des risques	64	(73)	(87)	28
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)^{1,2,3}	237	(828)	1 080	(583)

¹ Ces données comprenaient les pertes liées aux CAE en Alberta jusqu'au 7 mars 2016, date de leur résiliation.

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 comme étant destinés à la vente.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a augmenté de 1 065 millions de dollars et de 1 663 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et il comprenait les postes particuliers suivants :

- en 2017, un gain net de 469 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, y compris un gain de 715 millions de dollars sur la vente de TC Hydro, une perte de 226 millions de dollars sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, ainsi que des coûts de cessions de 20 millions de dollars avant les impôts (5 millions de dollars en 2016). Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- en 2016, une charge de dépréciation avant les impôts de 1 085 millions de dollars au titre de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- en 2016, une charge de 240 millions de dollars avant les impôts, y compris une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	1	(4)	5	3
Installations énergétiques aux États-Unis	59	(73)	(97)	16
Stockage de gaz naturel	4	4	5	9
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	64	(73)	(87)	28

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

Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est équivalent au BAII comparable et analysé dans les sections suivantes.

INSTALLATIONS ÉNERGÉTIQUES AU CANADA

Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Produits¹				
Installations énergétiques de l'Ouest	39	43	128	167
Installations énergétiques de l'Est	103	112	301	315
Autres ²	4	2	24	31
	146	157	453	513
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	8	9	23	16
Achats de produits de base revendus	—	(1)	(2)	(60)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(55)	(58)	(145)	(154)
BAIIA comparable³	99	107	329	315
Amortissement	(35)	(36)	(108)	(119)
BAII comparable³	64	71	221	196
Ventilation du BAIIA comparable				
Installations énergétiques de l'Ouest ³	24	26	77	48
Installations énergétiques de l'Est	75	81	252	267
BAIIA comparable³	99	107	329	315
Capacité disponible des centrales⁴				
Installations énergétiques de l'Ouest	94 %	94 %	96 %	92 %
Installations énergétiques de l'Est	97 %	96 %	96 %	93 %

¹ Ces données comprennent les gains et les pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés utilisés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques au Canada qui sont présentés en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

² Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée et de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité.

³ Ces données tiennent compte des CAE en Alberta jusqu'au 7 mars 2016, date de leur résiliation.

⁴ Pourcentage de temps pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en service ou non.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 29 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016. Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons résilié les CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness.

Installations énergétiques de l'Est

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a reculé de 6 millions de dollars et de 15 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison principalement du bénéfice moins élevé tiré de nos actifs d'énergie renouvelable et des centrales alimentées au gaz en Ontario en raison des possibilités moindres de dégager des revenus accessoires. Le bénéfice moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée a également contribué à la réduction du bénéfice pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016.

AMORTISSEMENT

Après la résiliation des CAE en Alberta, l'amortissement a diminué de 11 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 comparativement à la même période en 2016.

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 BAIL comparable.

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016	2017	2016
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits	383	369	1 212	1 109
Charges d'exploitation	(205)	(208)	(638)	(658)
Amortissement et autres	(87)	(85)	(260)	(241)
BAIIA comparable et BAIL comparable¹	91	76	314	210
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²	86 %	88 %	89 %	82 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	81	50	178	335
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	19	37	39	49
Volumes des ventes (en GWh) ¹	5 801	5 886	18 093	16 420
Prix de vente réalisé par MWh ³	67 \$	67 \$	67 \$	67 \$

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 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison de l'amélioration des résultats des activités de passation de contrats, partiellement contrebalancés par les volumes moindres découlant du plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation prévus.

Le BAIIA comparable tiré de notre participation dans Bruce Power a augmenté de 104 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, ce qui s'explique avant tout par l'augmentation des volumes découlant du nombre moindre de jours d'arrêt d'exploitation prévus et l'accroissement des gains liés aux activités de passation de contrats, facteurs contrebalancés en partie par la hausse des intérêts débiteurs.

En août 2017, une période d'arrêt a commencé en raison de travaux à effectuer sur le réacteur 3. Les travaux ont pris fin en septembre 2017. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 6 ont débuté en septembre 2017 et devraient être achevés au quatrième trimestre de 2017. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2017 devrait se situer autour de 90 %.

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. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

STOCKAGE DE GAZ NATUREL ET AUTRES

Le BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres a diminué de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 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 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 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
BAIIA comparable et BAII comparable	(4)	8	(20)	7
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	(32)	(44)	(81)	(80)
Gain (perte) de change – prêt intersociétés ¹	7	—	(1)	—
Coûts de restructuration	—	—	—	(14)
Perte sectorielle	(29)	(36)	(102)	(87)

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

La perte sectorielle du siège social a diminué de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 et augmenté de 15 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, et elle comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du BAII comparable :

- les coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de Columbia;
- l'effet du change sur un prêt intersociétés, qui est compensé au titre des intérêts créditeurs et autres. Ce prêt libellé en pesos lié au projet Sur de Texas représente notre quote-part de son financement;
- en 2016, les coûts de restructuration se rapportant aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Le BAIIA comparable a diminué respectivement de 12 millions de dollars et de 27 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, en raison surtout de l'augmentation des frais juridiques et des autres frais généraux et frais d'administration constatés en 2017.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(130)	(122)	(356)	(343)
Libellés en dollars US	(314)	(315)	(954)	(811)
Incidence du change	(79)	(102)	(293)	(260)
	(523)	(539)	(1 603)	(1 414)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(29)	(23)	(74)	(60)
Intérêts capitalisés	49	46	150	133
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(503)	(516)	(1 527)	(1 341)
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(6)	—	(115)
Activités de gestion des risques	(1)	—	(1)	—
Intérêts débiteurs	(504)	(522)	(1 528)	(1 456)

Les intérêts débiteurs ont diminué de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- le remboursement final des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres échus;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US.

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 72 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, contrebalancées en partie par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains;
- la dette prise en charge lors de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016;
- la hausse des intérêts capitalisés relativement à la centrale électrique de Napanee et aux projets de GNL;
- en 2016, les paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia;
- l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Libellée en dollars CA	44	44	149	133
Libellée en dollars US	81	55	168	149
Incidence du change	20	11	50	40
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	145	110	367	322

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 35 millions de dollars et de 45 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 par rapport à celle des mêmes périodes de 2016. Cette augmentation depuis le début de l'exercice de la provision libellée en dollars canadiens découle surtout d'un investissement continu à l'égard de l'expansion de notre réseau de NGTL. La hausse de la provision libellée en dollars américains pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 s'explique principalement par l'investissement continu et les tarifs plus élevés à l'égard des projets acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, ainsi que par l'investissement supplémentaire dans des projets au Mexique, partiellement contrebalancés par la mise en service commerciale du gazoduc de Topolobampo et l'achèvement de la construction du gazoduc de Mazatlán.

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	58	12	103	63
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	—	6
(Perte) gain de change – prêt intersociétés	(7)	—	1	—
Activités de gestion des risques	33	—	89	49
Intérêts créditeurs et autres	84	12	193	118

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 72 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les gains réalisés en 2017 comparativement aux pertes réalisées en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- les revenus de 10 millions de dollars comptabilisés à l'abandon du projet de TGPR, principalement liés au recouvrement de frais financiers. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- les intérêts créditeurs et l'incidence du change sur le prêt intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas. L'incidence du change est compensée au titre de la perte sectorielle du siège social et exclue du résultat comparable;
- l'accroissement des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques en 2017 par rapport à 2016. Ces montants ont été exclus du résultat comparable.

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 75 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- des revenus de 20 millions de dollars au titre des coûts du projet Coastal GasLink engagés jusqu'à présent et des revenus de 10 millions de dollars comptabilisés à l'abandon du projet de TGPR, principalement liés au recouvrement de frais financiers. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- les gains réalisés moins élevés en 2017 qu'en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US;
- l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises;
- les intérêts créditeurs et l'incidence du change sur le prêt intersociétés liés à la coentreprise Sur de Texas. L'incidence du change est compensée au titre de la perte sectorielle du siège social et exclue du résultat comparable;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

- l'accroissement des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques en 2017 par rapport à 2016. Ces montants ont été exclus du résultat comparable.

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(163)	(261)	(605)	(630)
Postes particuliers :				
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	429	—	429
Vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	2	(226)	2
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	2	32	22	32
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	2	5	4	13
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	28	7	28
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	64
Coûts de restructuration	—	—	—	4
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	1
Activités de gestion des risques	(29)	31	17	(21)
(Charge) recouvrement d'impôts	(188)	266	(781)	(78)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 98 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, ce qui découle principalement de la baisse du résultat comparable avant les impôts en 2017 comparativement à 2016 et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 25 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la même période en 2016, ce qui découle principalement des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et de la baisse des impôts transférés en 2017 relativement aux pipelines réglementés au Canada, facteurs contrebalancés en partie par la progression du résultat avant les impôts en 2017 comparativement à 2016.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(44)	(55)	(189)	(187)
Poste particulier :				
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	—	3	—	3
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(44)	(52)	(189)	(184)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 8 millions de dollars et augmenté de 5 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016, principalement en raison de l'acquisition, en juillet 2016, de Columbia qui comprenait une participation sans contrôle dans CPPL. En février 2017, nous avons acquis la totalité des parts ordinaires détenues dans le public et en circulation de CPPL.

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(27)	(120)	(77)

Les dividendes sur les actions privilégiées ont été supérieurs de 13 millions de dollars et de 43 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, comparativement aux mêmes périodes en 2016. Ces augmentations sont principalement le fait des émissions d'actions privilégiées de série 13 et de série 15 en avril 2016 et en novembre 2016, respectivement.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Réseau de NGTL

En juin 2017, nous avons annoncé un nouveau programme d'expansion de notre réseau de NGTL de 2 milliards de dollars, qui repose sur une demande supplémentaire soutenue par des contrats conclus avec des clients et portant sur des services garantis de réception et de livraison de quelque 3,2 PJ/j (3,0 Gpi³/j). Nous avons aussi conclu une invitation à soumissionner à l'égard des services supplémentaires liés à une expansion au point de livraison des exportations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, qui fait la liaison par nos gazoducs en aval pour acheminer la production canadienne jusqu'aux marchés de la Californie, du Nevada et de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique. Les soumissions reçues dépassaient les besoins, de sorte que la totalité des services supplémentaires pouvant être offerts, qui visent 408 TJ/j (381 Mpi³/j), fait maintenant l'objet de contrats à long terme.

Le nouveau programme d'expansion a accru notre programme d'investissement à court terme global consacré au réseau de NGTL, dont l'achèvement est prévu pour 2021, et le porte à 7,1 milliards de dollars.

Expansion de Towerbitch

En mars 2017, le gouvernement du Canada a approuvé le projet d'expansion de Towerbitch, projet de 0,4 milliard de dollars compris dans l'expansion de 7,1 milliards de dollars du réseau de NGTL mentionnée ci-dessus. Ce projet vise la construction d'un gazoduc comprenant 55 km (34 milles) de canalisations de 36 pouces en boucle reliées au réseau principal à Groundbitch, 32 km (20 milles) de nouvelles canalisations de 30 pouces et 4 nouveaux postes de comptage. Ce projet a été mis en service le 1^{er} novembre 2017.

North Montney

En mars 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 conclus avec des expéditeurs et ne dépend plus de la poursuite du projet de LNG. Le 19 avril 2017, l'ONÉ a accordé une prorogation provisoire de la disposition de temporisation qui devait expirer le 10 juin 2017 pour la reporter au 31 mars 2018. La mise en service devrait se faire en avril 2019 et en avril 2020, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation.

Le 7 septembre 2017, l'ONÉ nous a signifié que l'examen de notre demande de modification se ferait au terme d'une audience publique. L'ONÉ a également déclaré qu'il se pencherait sur la pertinence et l'applicabilité continues des décisions rendues en matière de droits et sur les conditions connexes précisées dans l'autorisation initiale. Le 26 octobre 2017, l'ONÉ a rendu l'ordonnance d'audience indiquant que les plaidoiries seront entendues à compter de la semaine du 22 janvier 2018; l'ONÉ devrait rendre sa décision dans les douze semaines suivant la fin de l'audience.

Besoins en produits pour 2018 du réseau de NGTL

Le règlement de deux ans qui régit actuellement les besoins en produits du réseau de NGTL vient à échéance le 31 décembre 2017. Les négociations entre NGTL et ses expéditeurs devant établir les besoins en produits pour 2018 et éventuellement par la suite sont en cours. Le 31 octobre 2017, nous avons aussi présenté une demande à l'ONÉ visant les tarifs intermédiaires qui seront pratiqués à compter du 1^{er} janvier 2018.

Réseau principal au Canada

Ententes à long terme de transport à prix fixe relatives au carrefour Dawn

En mars 2017, nous avons annoncé la conclusion réussie de l'invitation à soumissionner relativement au réseau principal au Canada portant sur des ententes à long terme de transport à prix fixe entre le point de collecte d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. L'invitation à soumissionner s'est traduite par la conclusion de contrats exécutoires à long terme avec des producteurs de gaz du BSOC visant le transport de 1,5 PJ/j (1,4 Gpi³/j) de gaz naturel à un tarif simplifié de 0,77 \$/GJ. La durée des contrats est de 10 ans. Chaque contrat prévoit un droit de résiliation anticipée pouvant être exercé après les cinq premières années de service, moyennant le paiement d'un tarif majoré pour les deux dernières années du contrat. La demande d'approbation a été soumise à l'ONÉ le 26 avril 2017.

Le 21 septembre 2017, l'ONÉ a approuvé cette demande comme elle avait été déposée, avec prise d'effet au 1^{er} novembre 2017. Les nouveaux services procureront à nos clients une certitude au chapitre des tarifs ainsi qu'un meilleur accès aux marchés qui les rendra plus aptes à soutenir la concurrence des nouveaux approvisionnements en gaz naturel provenant des bassins de Marcellus et d'Utica.

Réseau principal au Canada – examen des droits pour la période de 2018 à 2020

Le réseau principal au Canada doit présenter d'ici au 31 décembre 2017 une demande d'approbation des droits pour la période allant de 2018 à 2020. Les droits 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. L'examen doit porter sur les coûts, les volumes prévisionnels et contractuels, le solde des comptes de report et d'autres modifications importantes.

Projet d'expansion du poste de compression Maple

Le réseau principal au Canada a reçu des demandes visant l'expansion de la capacité au marché du sud de l'Ontario et la livraison au Canada atlantique par le biais des réseaux TQM et PNGTS. Les demandes visant des services garantis d'environ 86 TJ/j (80 Mpi³/j) soulignent le besoin d'une capacité de compression élargie au poste de compression Maple actuel. Les clients ont conclu des ententes de quinze ans préalables au démarrage du projet au coût révisé d'environ 110 millions de dollars. Nous prévoyons présenter à l'ONÉ une demande d'approbation au quatrième trimestre de 2017 en vue d'une mise en service du projet le 1^{er} novembre 2019.

Coastal GasLink

Le report constant de la décision d'investissement finale visant le projet de LNG Canada a donné lieu à une restructuration des modalités de l'entente visant le projet Coastal GasLink conclue avec LNG Canada qui entraîne le paiement de certaines sommes à TransCanada relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés. En septembre 2017, nous avons reçu un paiement d'environ 80 millions de dollars relativement aux coûts engagés depuis le début du projet, paiement qui sera suivi de paiements trimestriels d'environ 7 millions de dollars jusqu'à nouvel ordre. Nous continuons de collaborer avec LNG Canada aux termes de l'entente en vue d'obtenir une décision d'investissement finale.

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

En juillet 2017, on nous a informés que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy (« Progress ») résilierait leur entente conclue avec nous relativement à l'aménagement du projet de TGPR avec prise d'effet le 10 août 2017. Conformément aux modalités de l'entente, nous avons droit au remboursement de tous les coûts engagés pour le projet, y compris les frais financiers, en cas de résiliation. Nous avons donc reçu de Progress un paiement de 0,6 milliard de dollars en octobre 2017.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Projet Leach XPress

Nous prévoyons que le coût en capital du projet Leach XPress augmentera d'environ 100 millions de dollars US à cause des retards qu'a causés la météo au calendrier de construction et des sommes accrues qu'il a fallu verser aux entrepreneurs. Le projet devrait être mis en service au début de janvier 2018.

Projet Rayne XPress

Le projet Rayne XPress a été mis en service le 2 novembre 2017. Ce projet de Columbia Gulf transportera 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.

Projet Mountaineer XPress

Le projet Mountaineer XPress devrait entraîner une hausse de 600 millions de dollars US des dépenses d'investissement en raison de l'accroissement des coûts de construction estimatifs. Grâce au mécanisme de partage des coûts, on ne prévoit pas que cela aura une incidence significative sur le rendement global du projet. La mise en service de Mountaineer XPress devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2018.

Midstream – Projet de gazoduc Gibraltar

Le projet Midstream de Gibraltar, 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.

Buckeye XPress

Le projet Buckeye XPress (« BXP ») est un projet d'augmentation de la taille d'un pipeline de remplacement existant compris dans notre programme de modernisation de Columbia Gas. Des coûts de 0,2 milliard de dollars US consacrés à l'élargissement de la canalisation de remplacement et à la mise à niveau des compresseurs nous permettront d'offrir une capacité pipelinière supplémentaire de 290 TJ/j (275 Mpi³/j) pour servir la production grandissante tirée des Appalaches. Nous prévoyons la mise en service de BXP vers la fin de 2020.

Projet Portland XPress

PNGTS a conclu des ententes préalables au démarrage avec plusieurs sociétés de distribution locales de la Nouvelle-Angleterre et du Canada atlantique visant le renouvellement de certains contrats de location de capacité du réseau dont l'échéance était prévue pour 2019, ainsi que l'accroissement de la capacité certifiée du réseau de PNGTS, qui sera portée à 280 TJ/j (265 Mpi³/j). Le projet Portland XPress (le « PXP ») d'environ 80 millions de dollars US sera réalisé en conjonction avec l'augmentation de la capacité en amont. Les dates cibles de mise en service du PXP s'étalent sur une période de trois ans à compter du 1^{er} novembre 2018.

Dernières nouvelles de la FERC

La FERC a retrouvé un quorum de trois commissaires en août 2017, et deux autres commissaires ont été approuvés par le Sénat des États-Unis le 2 novembre 2017. La FERC a signifié son intention de s'attaquer sans retard indu à l'accumulation de dossiers de demande en attente. Nous nous attendons à recevoir les certificats de la FERC relativement aux projets WB XPress, Mountaineer XPress et Gulf XPress au quatrième trimestre de 2017.

Great Lakes

Dossier tarifaire

Le 30 octobre 2017, Great Lakes a déposé un règlement tarifaire auprès de la FERC pour satisfaire à ses obligations aux termes du règlement tarifaire de 2013 stipulant les nouveaux tarifs en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. Le règlement de 2017 visant Great Lakes, s'il est approuvé, réduira de 27 % les tarifs de transport maximaux à compter du 1^{er} octobre 2017. Great Lakes s'attend à ce que l'incidence d'autres changements, notamment l'entente de transport à long terme conclue récemment avec le réseau principal au Canada et décrite plus bas, les occasions qui se présenteront

pour le réseau de dégager d'autres revenus et l'élimination du mécanisme de partage des produits avec les clients, contrebalancera largement l'incidence sur un exercice complet de la réduction des tarifs à partir de 2018. Le règlement de 2017 visant Great Lakes ne prévoit aucune clause moratoire, et Great Lakes devra présenter, au plus tard le 31 mars 2022, une demande de nouveaux tarifs devant entrer en vigueur le 1^{er} octobre 2022.

Suites de l'entente à long terme de transport à prix fixe de Dawn

Dans le cadre de l'entente à long terme de services de transport à prix fixe du réseau principal au Canada, Great Lakes a conclu avec le réseau principal au Canada un nouveau contrat de transport du gaz d'une durée de dix ans. Ce contrat a reçu l'approbation de l'ONÉ en septembre 2017 et est entré en vigueur le 1^{er} novembre 2017. Ce contrat prévoit des options de réduction des volumes jusqu'à concurrence de la quantité totale visée à compter de la troisième année.

Règlement de Northern Border

Northern Border et ses expéditeurs sont récemment parvenus à un règlement de principe statuant sur toutes les questions relatives aux tarifs et aux services soulevées pendant les discussions qu'ils avaient entreprises. Northern Border prévoit de déposer auprès de la FERC, avant la fin de l'année, une entente tarifaire qui reflétera les termes de ce règlement de principe, écartant de la sorte la nécessité de déposer un dossier tarifaire général comme le prévoyait le règlement de 2012. Northern Border s'attend à ce que la FERC entérine l'entente de règlement sans opposition. De cette façon, la stabilité des tarifs à long terme de Northern Border serait assurée. À l'heure actuelle, nous ne croyons pas que l'issue du règlement aura une incidence significative sur nos résultats consolidés. Nous détenons une participation indirecte de 13 % dans Northern Border par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP.

Vente d'Iroquois et de PNGTS à TC PipeLines, LP

En juin 2017, nous avons conclu la vente d'une participation de 49,34 % dans Iroquois Gas Transmission System, LP et de notre participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP évaluées à 765 millions de dollars US. Le produit de la vente comprenait un montant en trésorerie de 597 millions de dollars US et un montant de 168 millions de dollars US représentant la quote-part de la dette d'Iroquois et de PNGTS.

Columbia Pipeline Partners LP

En février 2017, nous avons mené à terme l'acquisition, contre trésorerie, de la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL moyennant un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale d'environ 921 millions de dollars US.

GAZODUCS – MEXIQUE

TransGas

Au troisième trimestre de 2017, nous avons constaté une charge de dépréciation de 12 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 46,5 % dans TransGas de Occidente S.A. (« TransGas »). TransGas a construit un gazoduc en Colombie et l'a exploité aux termes d'un contrat de 20 ans. Comme le prévoyaient les modalités de l'entente, lorsque le contrat de 20 ans est arrivé à échéance, en août 2017, les actifs du gazoduc ont été transférés à Transportadora de Gas Internacional S.A. La charge de dépréciation représente la réduction de la valeur comptable résiduelle de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation.

PIPELINES DE LIQUIDES

Énergie Est et projets connexes

Le 7 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.

Le 5 octobre 2017, après notre examen, nous avons informé l'ONÉ que nous ne présenterions pas de demande relativement aux projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Nous avons également avisé le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques que nous soustrayions le projet Énergie Est du processus d'évaluation environnementale. Comme le pipeline Énergie Est devait aussi fournir des services de transport pour le pipeline Upland, nous avons aussi avisé le Département d'État des États-Unis, à la même date, que nous abandonnions le processus de demande de permis présidentiel à l'endroit de ce projet.

Nous procédons à l'évaluation 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 prévoyons qu'une charge hors trésorerie de 1 milliard de dollars, après les impôts, sera comptabilisée dans nos résultats du quatrième trimestre de 2017. Nous avons cessé de capitaliser les fonds utilisés pendant la construction relatifs à ces projets le 23 août 2017, date à laquelle l'ONÉ a dévoilé les changements apportés à la portée des travaux. 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.

Keystone XL

En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. Nous avons retiré notre réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que notre contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains. Munis du permis présidentiel, nous pourrions continuer de faire avancer les procédures entamées auprès de la PSC du Nebraska pour faire approuver le tracé de l'oléoduc au Nebraska et auprès d'autres organismes fédéraux des États-Unis pour obtenir les permis connexes.

Compte tenu du temps écoulé depuis le refus de la première demande de permis présidentiel concernant Keystone XL en novembre 2015, nous sommes à revoir les contrats d'expédition et prévoyons l'ajout de nouveaux expéditeurs au groupe principal d'expéditeurs sous contrat et la réduction des volumes que certains expéditeurs se sont engagés à transporter. Nous nous attendons à ce que le soutien commercial pour le projet soit sensiblement le même que celui qui prévalait lors de la première demande de permis visant le pipeline Keystone XL.

En juillet 2017, nous avons lancé une invitation à soumissionner sollicitant de nouveaux engagements fermes des parties intéressées à l'égard du transport de pétrole brut sur le réseau d'oléoducs Keystone et pour le projet de pipeline Keystone XL depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique. Le 6 septembre 2017, nous avons reporté au 26 octobre 2017 la clôture de cette invitation à

soumissionner en raison de l'ouragan Harvey qui a dévasté Houston, au Texas, ainsi que des parties de la côte américaine du golfe du Mexique. Nous procédons actuellement à l'analyse des résultats de l'invitation à soumissionner.

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. En août 2017, la PSC du Nebraska a conclu l'audience publique visant le pipeline Keystone XL, et les derniers commentaires écrits ont été reçus en septembre 2017. La PSC du Nebraska étudiera tous les commentaires recueillis lors des assemblées publiques, reçus par écrit et obtenus lors de l'audience elle-même avant de prendre une décision définitive à l'égard du tracé, décision qu'elle devrait rendre d'ici la fin de novembre 2017.

Grand Rapids

Vers la fin d'août 2017, l'oléoduc de Grand Rapids, que détiennent ensemble TransCanada et PetroChina Canada Ltd. (auparavant Brion Energy Corporation), a été mis en service. Ce réseau de transport de pétrole brut de 460 km (287 milles) joue un rôle clé dans la liaison entre les zones de production du nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, et les terminaux d'Edmonton/Heartland.

Northern Courier

La mise en service commerciale du pipeline de Northern Courier, d'une longueur de 90 km (56 milles), qui transporte du bitume et du diluant depuis le site minier de Fort Hills jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray, en Alberta, a eu lieu le 1^{er} novembre 2017.

ÉNERGIE

Installations énergétiques aux États-Unis

Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis

En avril 2017, nous avons clôturé la vente de TC Hydro à Great River Hydro, LLC pour la somme de 1,07 milliard de dollars US, ce qui a donné lieu à un gain de 715 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts) comptabilisé en 2017.

En juin 2017, nous avons conclu la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et de Kibby Wind à Helix Generation, LLC pour la somme de 2,029 milliards de dollars US. Une perte additionnelle d'environ 226 millions de dollars sur la vente (183 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée en 2017, relativement surtout à un ajustement du prix d'achat et aux coûts de réparation découlant d'un arrêt d'exploitation imprévu à Ravenswood avant la clôture. Des indemnités d'assurance correspondant à une partie des coûts de réparation, qui réduiront partiellement cette perte, devraient être reçues d'ici la fin de 2017.

Le produit de la vente a servi à éteindre en entier les facilités de crédit-relais résiduelles qui avaient en partie financé l'acquisition de Columbia.

Après examen de nos options, nous avons entrepris la réduction progressive de notre entreprise de commercialisation d'électricité aux États-Unis, et nous réaliserons le reste de la valeur des contrats de commercialisation et du fonds de roulement au fil du temps.

Actifs d'énergie solaire en Ontario

Le 24 octobre 2017, nous avons conclu une entente visant la vente 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 mégawatts, à Axiom Infinity Solar LP pour une somme d'environ 540 millions de dollars. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin de 2017, sous réserve de certaines autorisations réglementaires et autres, et tiendra compte des ajustements de clôture habituels. La transaction devrait se traduire par un gain estimatif de 130 millions de dollars avant les impôts (100 millions de dollars après les impôts) qui sera constaté à la clôture de la transaction.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers (notamment au moyen de notre programme d'émission de titres de capitaux propres au cours du marché), à notre régime de réinvestissement des dividendes (« RRD »), à la gestion de notre portefeuille, notamment le produit de la cession potentielle d'autres actifs pipeliniers de gaz naturel à TC PipeLines, LP, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées.

Au 30 septembre 2017, notre actif à court terme s'élevait à 5,8 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,4 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,6 milliards de dollars, comparativement à un fonds de roulement excédentaire de 0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation;
- notre accès aux marchés des capitaux;
- nos facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 9,1 milliards de dollars reste inutilisée.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 185	1 265	3 840	3 494
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	86	58	224	(28)
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 271	1 323	4 064	3 466
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	32	99	84	238
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	10	14	23	37
Coûts de cession de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	3	5	20	5
Fonds provenant de l'exploitation comparables¹	1 316	1 441	4 191	3 746
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(28)	(116)	(74)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(66)	(77)	(215)	(201)
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(442)	(342)	(988)	(858)
Flux de trésorerie distribuables comparables¹	769	994	2 872	2 613
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire¹	0,88 \$	1,25 \$	3,30 \$	3,56 \$

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 ».

FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES

Les fonds provenant de l'exploitation comparables, qui sont une mesure non conforme aux PCGR, ont été inférieurs de 125 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2017 à ceux de la période correspondante de 2016; cette baisse est principalement due à la diminution du BAIIA comparable (exclusion faite du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation) et à la capitalisation accrue des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de nos employés aux États-Unis et a été en atténuée par la hausse des distributions de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des intérêts créditeurs et autres.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 445 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, comparativement à la période correspondante de 2016; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement du BAIIA comparable (exclusion faite du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation) et à la hausse des distributions de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et a été en partie contrée par l'augmentation des intérêts débiteurs et la capitalisation accrue des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

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 entre le trimestre clos le 30 septembre 2017 et la période comparable de 2016 s'explique principalement par une baisse des fonds provenant de l'exploitation comparables et une hausse des dépenses d'investissement de maintien. Quant à l'augmentation observée pour la période écoulée depuis le début de l'exercice, elle est principalement attribuable à l'accroissement des fonds provenant de l'exploitation comparables et a été en partie contrebalancée par l'augmentation des investissements de maintien. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 tiennent compte également de l'effet dilutif de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires en 2016, dont 60 millions avaient été émises au quatrième trimestre de 2016.

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

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Gazoducs au Canada	181	96	300	190
Gazoducs aux États-Unis	217	189	512	404
Autres	44	57	176	264
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	442	342	988	858

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 031)	(1 444)	(5 383)	(3 262)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(37)	(62)	(135)	(219)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(475)	(286)	(1 140)	(570)
	(2 543)	(1 792)	(6 658)	(4 051)
Trésorerie soumise à des restrictions	—	13 113	—	—
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(12 609)	—	(13 608)
Produit des ventes d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	4 147	6
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	362	725
Montants reportés et autres	165	(14)	(87)	18
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 378)	(1 302)	(2 236)	(16 910)

En 2017, les dépenses en immobilisations ont été principalement liées aux éléments suivants :

- l'expansion des gazoducs de Columbia Gas et de Columbia Gulf;
- l'expansion du réseau de NGTL;
- la construction de pipelines au Mexique;
- l'expansion du réseau principal au Canada;
- les entrées d'immobilisations relativement au pipeline d'ANR;
- la construction de la centrale énergétique de Napanee.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement concernent principalement les dépenses consacrées à l'oléoduc Énergie Est et aux projets de gazoducs de GNL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2017 par rapport à 2016, principalement en raison de nos investissements dans Sur de Texas, Bruce Power et Northern Border, en partie contrebalancés par la diminution des apports versés à l'oléoduc Grand Rapids, qui est maintenant en service. Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprennent également notre quote-part des besoins de financement par emprunt de Sur de Texas.

En 2016, la trésorerie soumise à des restrictions représentait la somme entières au 30 juin 2016 relativement à l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016.

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons mené à terme la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis pour un produit net de 4 147 millions de dollars.

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont attribuables à Bruce Power qui a entrepris de financer son programme d'investissement et de verser des distributions à ses partenaires. Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power avait émis des billets de premier rang sur les marchés financiers et fait des prélèvements sur la facilité de crédit bancaire, ce qui a donné lieu à des distributions de 725 millions de dollars que nous avons reçues. Au premier trimestre de 2017, Bruce Power a émis d'autres billets de premier rang sur les marchés financiers, opération qui s'est traduite par des distributions de 362 millions de dollars que nous avons reçues.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Billets à payer émis (remboursés), montant net	451	(423)	1 232	(100)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 151	6	1 968	12 333
Remboursements sur la dette à long terme	(46)	(53)	(5 515)	(2 343)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	(3)	1 551	3 468	1 551
Dividendes et distributions versés	(459)	(502)	(1 313)	(1 434)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	6	(37)	42	4 337
Actions ordinaires rachetées	—	—	—	(14)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	492
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	43	45	162	151
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	(1 205)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 143	587	(1 161)	14 973

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME ÉMIS

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt.

(non audité – en millions de dollars) Société	Date d'émission	Type	Échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Mars 2028	300	3,39 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Septembre 2047	700	4,33 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2017	Emprunt à terme	Août 2020	25 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Mai 2017	Billets de premier rang non garantis	Mai 2027	500 US	3,90 %

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt.

(non audité – en millions de dollars) Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Août 2017	Billets de premier rang garantis	12 US	3,82 %
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	1 513 US	Variable
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	500 US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,10 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD				
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	630 US	Variable
	Avril 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	1 070 US	Variable

Les facilités de crédit-relais d'acquisition ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia. Le produit de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a servi à éteindre le solde des facilités de crédit-relais d'acquisition au deuxième trimestre de 2017.

ÉMISSION DE BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

(non audité – en millions de dollars) Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2017	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Mai 2077	1 500	4,90 %
	Mars 2017	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Mars 2077	1 500 US	5,55 %

¹ En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs et aux autres obligations de TCPL.

² Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis à TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

En mai 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de la série 2017-B (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,5 milliard de dollars à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 4,65 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, assortis d'un taux initial fixe de 4,90 %, y compris des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mai 2027 jusqu'en mai 2047 au taux des acceptations bancaires à trois mois alors en vigueur majoré de 3,33 % par année; il sera ajusté de mai 2047 jusqu'en mai 2077 au taux des acceptations bancaires à trois mois alors en vigueur majoré de 4,08 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 18 mai 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En mars 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de la série 2017-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,30 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 5,55 %, y compris des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mars 2027 jusqu'en mars 2047 au TIOL à trois mois alors en vigueur majoré de 3,458 % par année; il sera ajusté de mars 2047 jusqu'en mars 2077 au TIOL à trois mois alors en vigueur majoré de 4,208 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

Selon les dispositions de notre RRD, les porteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements en espèces facultatifs pour acheter des actions ordinaires additionnelles de TransCanada. Ces actions ordinaires sont émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 % par rapport aux cours du marché sur une période donnée. Pour les dividendes déclarés le 28 juillet 2017, environ 35 % des dividendes sur les actions ordinaires déclarés ont été désignés pour être réinvestis par les actionnaires en actions ordinaires de TransCanada aux termes du RRD. Le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 36 % en 2017 jusqu'ici, ce qui a donné lieu à l'émission de 594 millions de dollars d'actions ordinaires.

PROGRAMME D'ÉMISSION D' ACTIONS AU COURS DU MARCHÉ DE TRANSCANADA CORPORATION

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme au cours du marché qui nous permet d'émettre, à l'occasion et à notre gré, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé d'un prix de vente brut global pouvant aller jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains, au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York. Le programme au cours du marché, en vigueur pour une période de 25 mois, sera activé au besoin et à notre discrétion, selon le profil des dépenses en immobilisations du programme d'investissement de TransCanada et le coût relatif de nos autres possibilités de financement. Au 30 septembre 2017, aucune action ordinaire n'avait été émise aux termes de ce programme.

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

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, 2,2 millions de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 124 millions de dollars US. Au 30 septembre 2017, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 26,0 % par suite des émissions de titres dans le cadre du programme au cours du marché et de la dilution qui en a découlé.

DIVIDENDES

Le 8 novembre 2017, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,625 \$ par action

Payable le 31 janvier 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 décembre 2017

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées

Série 1 0,204125 \$

Série 2 0,16774247 \$

Série 3 0,1345 \$

Série 4 0,12741370 \$

Payable le 29 décembre 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 30 novembre 2017

Série 5 0,14143750 \$

Série 6 0,16062192 \$

Série 7 0,25 \$

Série 9 0,265625 \$

Payable le 30 janvier 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 2 janvier 2018

Série 11 0,2375 \$

Série 13 0,34375 \$

Série 15 0,30625 \$

Payable le 30 novembre 2017 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 21 novembre 2017

INFORMATION SUR LES ACTIONS

au 3 novembre 2017

Actions ordinaires		Émises et en circulation	
		878 millions	
Actions privilégiées		Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1		9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2		12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3		8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4		5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5		12,7 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6		1,3 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7		24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9		18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11		10 millions	Actions privilégiées de série 12
Série 13		20 millions	Actions privilégiées de série 14
Série 15		40 millions	Actions privilégiées de série 16
Options permettant d'acheter des actions ordinaires		En circulation	Pouvant être exercées
		11 millions	7 millions

FACILITÉS DE CRÉDIT

Nous avons recours à plusieurs facilités de crédit confirmées pour appuyer nos programmes de papier commercial et nous procurer les liquidités à court terme nécessaires pour répondre aux besoins généraux de l'entreprise. En outre, nous disposons de facilités de crédit à vue qui sont aussi utilisées à des fins générales, notamment l'émission de lettres de crédit et le dégagement de liquidités additionnelles.

Au 8 novembre 2017, nous disposions de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,0 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables				
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2021
2,0 milliards de dollars US	2,0 milliards de dollars US	TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TCPL et à des fins générales	Décembre 2017
1,0 milliard de dollars US	1,0 milliard de dollars US	TCPL USA	Utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2017
1,0 milliard de dollars US	0,4 milliard de dollars US	Columbia	Utilisée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL	Décembre 2017
0,5 milliard de dollars US	0,5 milliard de dollars US	TAIL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TAIL, garantie par TCPL et à des fins générales	Décembre 2017
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
2,1 milliards de dollars	0,7 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires	À vue
5,0 milliards de pesos mexicains	4,7 milliards de pesos mexicains	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

Au 8 novembre 2017, les sociétés qui nous sont liées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,6 milliard de dollars.

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

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements en capital concordent avec ceux présentés au 31 décembre 2016. La diminution des engagements relatifs à la construction en cours du gazoduc Sur de Texas et à la centrale électrique de Napanee a en grande partie été contrebalancée par l'augmentation des engagements relatifs aux projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf. Quant aux engagements de transport par des tiers, ils se sont accrus d'environ 0,6 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2016 et se rapportent principalement à des contrats visant le réseau principal au Canada. Les autres engagements en capital du secteur de l'énergie ont diminué d'environ 0,4 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2016 par suite de la vente de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis.

Au 31 décembre 2016, nos engagements relatifs à des contrats de location-exploitation comprenaient des paiements futurs liés à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. Par suite de la vente de nos actifs d'énergie thermique, en juin 2017, les obligations futures résiduelles au 31 décembre 2016 ont diminué de 2 millions de dollars pour 2017, de 52 millions de dollars pour 2018, de 34 millions de dollars pour 2019 et de 102 millions de dollars pour 2022 et par la suite.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2017 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel de 2016 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

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

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2016 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées. Nos risques n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2016, mis à part ce qui est mentionné dans les paragraphes qui suivent.

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons vendu nos actifs d'électricité sur le marché libre du nord-est des États-Unis et entrepris la réduction progressive des activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. Nous prévoyons de réaliser la valeur des contrats de commercialisation et du fonds de roulement résiduels au fil du temps. Par conséquent, notre exposition au risque de crédit a diminué.

RISQUE D'ILLIQUIDITÉ

Pour gérer notre risque d'illiquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses d'investissement, dans des conditions tant normales que difficiles.

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Nous sommes exposés au risque de crédit lié aux contreparties en ce qui a trait :

- aux débiteurs;
- à la juste valeur des actifs dérivés;
- à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 septembre 2017, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, ni concentration importante du risque de crédit, ni aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur.

Nous sommes exposés à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers offrent des facilités de dépôt au comptant, nous fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour nous aider à gérer le risque lié aux contreparties et favorisent la liquidité sur les marchés des dérivés portant sur les produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt.

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. Nous comptabilisons cette coentreprise comme une participation à la valeur de consolidation. Le 21 avril 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 13,6 milliards de pesos mexicains, qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022.

RISQUE DE CHANGE ET DE TAUX D'INTÉRÊT

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien, notre résultat et nos flux de trésorerie sont exposés aux fluctuations du change.

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

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

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

Le taux de change moyen sur la conversion de un dollar américain en dollars canadiens s'est établi comme suit :

trimestre clos le 30 septembre 2017	1,25
trimestre clos le 30 septembre 2016	1,31
période de neuf mois close le 30 septembre 2017	1,31
période de neuf mois close le 30 septembre 2016	1,32

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	269	290	998	635
BAII comparable des gazoducs au Mexique	76	73	254	141
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	135	117	416	360
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	22	130	108	223
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction en dollars US	81	55	168	149
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(314)	(315)	(954)	(811)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	1	6	2	22
Participations sans contrôle libellées en dollars US et autres	(35)	(38)	(144)	(138)
	235	318	848	581

Couverture de l'investissement net

Nous avons recours à des titres d'emprunt, à des swaps de taux d'intérêt et de devises, à des contrats de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital des instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2017		31 décembre 2016	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2017 à 2019) ²	(222)	1 400 US	(425)	2 350 US
Contrats de change à terme en dollars US	—	—	(7)	150 US
	(222)	1 400 US	(432)	2 500 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, des gains réalisés nets de 1 million de dollars et de 3 millions de dollars, respectivement (gains de 1 million de dollars et de 5 millions de dollars en 2016, respectivement) liés à la composante intérêts des règlements de swaps de devises sont présentés dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé résumé du résultat net.

Le montant notionnel et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2017	31 décembre 2016
Valeur nominale	24 900 (19 900 US)	26 600 (19 800 US)
Juste valeur	28 300 (22 600 US)	29 400 (21 900 US)

INSTRUMENTS FINANCIERS

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

Instruments dérivés

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

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(non audité – en millions de dollars)	30 septembre 2017	31 décembre 2016
Autres actifs à court terme	286	376
Actifs incorporels et autres actifs	89	133
Créditeurs et autres	(453)	(607)
Autres passifs à long terme	(155)	(330)
	(233)	(428)

Gains non réalisés et réalisés (pertes non réalisées et réalisées) sur les instruments dérivés

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	2017	2016	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains non réalisés (pertes non réalisées) de la période				
Produits de base ²	45	(97)	(102)	23
Change	33	—	89	47
Taux d'intérêt	(1)	—	(1)	—
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(82)	(23)	(167)	(165)
Change	19	(5)	10	52
Taux d'intérêt	1	—	1	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	4	(15)	17	(155)
Change	—	5	5	(101)
Taux d'intérêt	—	1	1	4

¹ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² Au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, aucun gain ni aucune perte n'a été inclus dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas (néant et perte nette de 42 millions de dollars, respectivement, en 2016).

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

Les composantes de l'état consolidé condensé des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Produits de base	2	7	5	33
Change	—	(5)	—	—
Taux d'intérêt	(1)	4	—	—
	1	6	5	33
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés, du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹				
Produits de base ²	(4)	(7)	(15)	54
Change ³	—	5	—	—
Taux d'intérêt ⁴	4	3	13	11
	—	1	(2)	65
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Produits de base ²	—	14	—	(1)
	—	14	—	(1)

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

² Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

⁴ Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui pourraient exiger que nous fournissions des garanties si un événement lié au risque de crédit devait se produire (par exemple, si notre cote de crédit était révisée à la baisse à un niveau de catégorie spéculative). Il est également possible que nous devions fournir des garanties si la juste valeur des instruments financiers dérivés est supérieure à des seuils de risque prédéfinis.

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 septembre 2017, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 11 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant au 31 décembre 2016). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2017, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 11 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

Nous disposons de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de lignes de crédit bancaire renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2017, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Au 1^{er} avril 2017, la direction a mené à bien l'intégration de Columbia, acquise le 1^{er} juillet 2016, au système de planification des ressources de l'entreprise (« PRE ») existant. Par suite de l'intégration de Columbia à ce système, certains processus qui sous-tendent notre contrôle interne à l'égard de l'information financière des activités de Columbia ont été modifiés au cours du deuxième trimestre de 2017; toutefois, les contrôles et procédures généraux que nous suivons pour l'établissement des contrôles internes n'ont pas été modifiés de façon importante.

Les actifs attribuables à Columbia représentent environ 18,1 % du total de notre actif au 30 septembre 2017, et les produits attribuables à Columbia pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 ont compté pour environ 14,6 % du total des produits de cette période.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au troisième trimestre de 2017 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, nous devons faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur comptabilisation, parce que ces postes peuvent dépendre d'événements futurs. Nous avons recours à l'information la plus récente et nous faisons preuve du meilleur jugement possible pour établir ces estimations et hypothèses. Nous évaluons aussi régulièrement les actifs et les passifs en tant que tels. Notre rapport annuel de 2016 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2016, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2016 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2017

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon ces nouvelles directives, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de ces directives, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective, sans incidence significative sur notre bilan consolidé.

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées aux instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR américains est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou

d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques afférents aux instruments d'emprunt hôtes. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective, sans incidence sur nos états financiers consolidés.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la transition à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces nouvelles directives précisent que, lorsqu'une augmentation d'une participation rend cette participation admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, l'entité n'est pas tenue de respecter l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon prospective, sans incidence sur nos états financiers consolidés.

Paiements à base d'actions versés aux salariés

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements à base d'actions versés aux salariés, notamment en ce qui concerne les incidences fiscales de ces paiements, le classement des attributions en capitaux propres ou en passif et leur classement dans l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives permettent aussi aux entités de retenir la convention comptable de leur choix : elles pourront soit continuer à estimer le nombre total d'attributions pour lesquelles la période de service exigée ne sera pas accomplie, soit comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. Nous avons choisi de comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont entraîné l'inscription d'un ajustement cumulatif de 12 millions de dollars aux bénéfices non répartis d'ouverture et la comptabilisation d'un actif d'impôts reportés lié aux paiements à base d'actions versés aux salariés avant l'adoption de ces directives.

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV »), il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017; elles ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification de nos conclusions en matière de consolidation.

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon un montant qui tient compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services. Elles exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront tirés des contrats en question et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra. Nous adopterons la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme : 1) selon une approche entièrement rétrospective, avec retraitement de toutes les périodes antérieures présentées, ou 2) selon une approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption. Nous adopterons cette norme selon l'approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption, sous réserve des mesures de simplification permises et choisies.

Nous avons dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et nous continuons le processus d'analyse selon l'échéancier de chaque contrat ou groupe de

contrats, par secteur d'exploitation, afin de déterminer les changements importants qu'aura la mise en application des nouvelles directives sur la façon de comptabiliser les produits d'exploitation. Nous avons terminé notre analyse des secteurs Pipelines de liquides et Énergie, qui n'a révélé aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation. Nous nous affairons actuellement à l'analyse de nos secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique et n'avons pas encore tiré de conclusions sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives sur ceux-ci. Nous poursuivons notre analyse des contrats afin d'obtenir les données nécessaires pour quantifier l'ajustement cumulatif, le cas échéant, des produits d'exploitation des périodes précédentes et l'effet des nouvelles directives sur les produits qui seront comptabilisés par la suite, et nous surveillons les indications additionnelles interprétatives et celles faisant autorité en ce qui a trait à la nouvelle norme dès qu'elles sont disponibles.

Bien que les nouvelles directives pourraient ne pas avoir d'incidence significative sur les produits d'exploitation consolidés, nous prévoyons à l'heure actuelle apporter d'importants changements aux obligations d'information selon les exigences additionnelles qui sont prescrites. Ces nouvelles obligations d'information comprennent l'information en ce qui a trait aux jugements importants posés pour évaluer le moment et la façon dont les produits d'exploitation sont constatés ainsi que l'information concernant les actifs et les passifs sur contrat. Par ailleurs, les nouvelles directives requièrent que l'obligation d'information de la société relativement à la constatation des produits d'exploitation englobe de plus amples précisions concernant les diverses obligations de prestation ainsi que sur la nature, le montant, le calendrier et les estimations des produits d'exploitation et des flux de trésorerie générés par les contrats conclus avec des clients. Nous poursuivons la préparation et l'évaluation des informations à fournir en tenant compte plus particulièrement de la portée des contrats sur lesquels nous devons présenter les obligations de prestation résiduelles, et nous continuons d'apporter tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux exigences en termes de constatation et aux obligations d'information des nouvelles directives.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, nous sommes aussi tenus d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et une méthode d'adoption est préconisée à l'égard de chacune des composantes des directives. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le client doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les contrats de location seront classés en tant que contrats de location-financement ou de location simple, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Ces directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée à l'égard des contrats de location déjà en vigueur ou conclus après le début de la première période comparative présentée dans les états financiers, et certaines mesures de simplification sont prévues. Nous continuons de dresser la liste des contrats de location existants et de les analyser afin de déterminer l'effet des nouvelles directives sur nos états financiers consolidés. Nous nous affairons aussi à apporter aux systèmes et aux processus les changements nécessaires pour nous permettre de compiler les renseignements requis et nous conformer aux exigences en matière de comptabilisation et de présentation de l'information comprises dans les nouvelles directives.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de leur adoption et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intra-entités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à un transfert d'actifs intra-entités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'en avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Trésorerie soumise à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du solde total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et seront appliquées de façon rétrospective.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, mais l'adoption anticipée est permise.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles

directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Nous ne prévoyons pas qu'elles auront une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui raccourcissent la période d'amortissement de la prime sur certains titres d'emprunt rachetables acquis en exigeant des entités qu'elles amortissent la prime entre l'acquisition et la première date de rachat. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. Nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de l'adoption de ces directives et n'en avons pas encore déterminé l'effet sur nos états financiers consolidés.

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilité de couverture, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Ces nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres exigences en matière d'obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Elles seront appliquées de manière prospective avec comptabilisation de l'ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture lors de l'adoption. Nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de l'adoption de ces directives, mais nous ne prévoyons pas qu'elles auront une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	544	549	1 575	1 598
Gazoducs – États-Unis	482	522	1 753	1 112
Gazoducs – Mexique	118	111	403	213
Pipelines de liquides	303	278	947	850
Énergie	224	418	816	977
Siège social	(4)	8	(20)	7
BAIIA comparable	1 667	1 886	5 474	4 757
Amortissement	(506)	(527)	(1 532)	(1 425)
BAII comparable	1 161	1 359	3 942	3 332
Postes particuliers :				
(Perte nette) gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(12)	(5)	469	(5)
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	(32)	(96)	(91)	(132)
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(10)	(14)	(23)	(37)
Gain (perte) de change – prêt intersociétés	7	—	(1)	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	(1 085)	—	(1 085)
Résiliation des CAE en Alberta	—	—	—	(240)
Coûts de restructuration	—	—	—	(14)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—	(4)
Activités de gestion des risques ¹	45	(81)	(102)	22
Bénéfice sectoriel	1 159	78	4 194	1 837

¹

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	1	(4)	5	3
Installations énergétiques aux États-Unis	59	(73)	(97)	16
Stockage de gaz naturel	4	4	5	9
Commercialisation des liquides	(19)	(8)	(15)	(6)
Total des (pertes) gains non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	45	(81)	(102)	22

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017			2016			2015	
	T3	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4
Produits	3 242	3 217	3 391	3 619	3 632	2 751	2 503	2 851
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	612	881	643	(358)	(135)	365	252	(2 458)
Résultat comparable	614	659	698	626	622	366	494	453
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué(e)	0,70 \$	1,01 \$	0,74 \$	(0,43) \$	(0,17) \$	0,52 \$	0,36 \$	(3,47) \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,70 \$	0,76 \$	0,81 \$	0,75 \$	0,78 \$	0,52 \$	0,70 \$	0,64 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,52 \$

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient selon le secteur d'activité.

Dans les secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des gazoducs au Mexique, les produits et le bénéfice net trimestriels sont en général relativement stables au cours d'un même exercice, sauf que les volumes de production à court terme de nos gazoducs aux États-Unis sont soumis à des variations saisonnières. À long terme, cependant, les produits et le bénéfice net trimestriels fluctuent pour les raisons suivantes :

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

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net sont généralement fonction des contrats de transport de pétrole brut et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats. De plus, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des décisions en matière de réglementation;
- des produits à court terme découlant de la capacité disponible non visée par des contrats à long terme, qui sont tributaires des variations à court terme des conditions du marché.

Dans le secteur de l'énergie, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE PAR TRIMESTRE

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de certains postes que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée.

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

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2017 sont exclus :

- une charge de 30 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 12 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux ajustements d'après clôture et de l'incidence fiscale liés à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 8 millions de dollars, après les impôts, liée aux frais de maintenance des actifs de Keystone XL, qui sont passés en charges en attendant que le projet puisse être poursuivi.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2017 sont exclus :

- un gain net de 265 millions de dollars, après les impôts, relatif à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis qui comprenait un gain de 441 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de TC Hydro et une perte de 176 millions de dollars, après les impôts, sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne;
- une charge de 15 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 4 millions de dollars, après les impôts, liée aux frais de maintenance des actifs de Keystone XL, qui sont passés en charges en attendant que le projet puisse être poursuivi.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2017 sont exclus :

- une charge de 24 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 10 millions de dollars, après les impôts, relative à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 7 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL, qui sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- un recouvrement d'impôt de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte avant les impôts attendue sur ces actifs avait été incluse dans la charge de dépréciation de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2016 sont exclus :

- 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 la

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et des coûts de 7 millions de dollars, après les impôts, relatifs à la monétisation;

- une perte additionnelle de 68 millions de dollars, après les impôts, sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- une charge de 67 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprenait un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de restructuration 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.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2016 sont exclus :

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, dont une charge de 67 millions de dollars, après les impôts, se rapportant principalement aux frais de maintien en poste, aux indemnités de cessation d'emploi et aux frais d'intégration;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers de l'usine et du matériel du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation;
- 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 sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 3 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de 113 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- 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 sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars, après les impôts, au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars, après les impôts, inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 26 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 6 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars, après les impôts, liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 sont exclus :

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars, après les impôts, inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars, après les impôts, liée à la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu au début de 2016;
- une charge nette de 60 millions de dollars, après les impôts, liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise, dont 28 millions de dollars principalement pour les indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'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;
- une charge de 43 millions de dollars, après les impôts, liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine appartenant à notre secteur de l'énergie et détenu pour une utilisation future;
- une charge de 27 millions de dollars, après les impôts, liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la charge de dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC Pipelines, LP dans Great Lakes.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Produits				
Gazoducs – Canada	921	951	2 725	2 677
Gazoducs – États-Unis	811	812	2 684	1 585
Gazoducs – Mexique	139	121	432	249
Pipelines de liquides	437	440	1 410	1 292
Énergie	934	1 308	2 599	3 083
	3 242	3 632	9 850	8 886
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	156	154	527	355
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	976	1 177	2 980	2 646
Achats de produits de base revendus	621	783	1 711	1 628
Impôts fonciers	127	136	442	405
Amortissement	506	527	1 539	1 425
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	1 085	—	1 296
	2 230	3 708	6 672	7 400
(Perte) gain sur la vente d'actifs	(9)	—	489	(4)
Charges financières				
Intérêts débiteurs	504	522	1 528	1 456
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(145)	(110)	(367)	(322)
Intérêts créditeurs et autres charges	(84)	(12)	(193)	(118)
	275	400	968	1 016
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	884	(322)	3 226	821
Charge (recouvrement) d'impôts				
Exigibles	6	14	128	103
Reportés	182	(280)	653	(25)
	188	(266)	781	78
Bénéfice net (perte nette)	696	(56)	2 445	743
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	44	52	189	184
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	652	(108)	2 256	559
Dividendes sur les actions privilégiées	40	27	120	77
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	612	(135)	2 136	482
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire				
De base	0,70 \$	(0,17) \$	2,46 \$	0,66 \$
Dilué	0,70 \$	(0,17) \$	2,45 \$	0,66 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,565 \$	1,875 \$	1,695 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	873	797	870	734
Dilué	875	798	872	735

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

État consolidé condensé du résultat étendu

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2017	2016
Bénéfice net (perte nette)	696	(56)	2 445	743
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
(Pertes) gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(370)	55	(721)	(152)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	—	—	(77)	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(1)	(1)	(3)	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	1	5	4	21
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	—	—	(1)	40
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	—	2	—
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	4	11	12
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	4	6	11
Autres éléments du résultat étendu (note 9)	(361)	67	(779)	(77)
Résultat étendu	335	11	1 666	666
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(25)	76	31	104
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	360	(65)	1 635	562
Dividendes sur les actions privilégiées	40	27	120	77
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	320	(92)	1 515	485

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	696	(56)	2 445	743
Amortissement	506	527	1 539	1 425
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	1 085	—	1 296
Impôts reportés	182	(280)	653	(25)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(156)	(154)	(527)	(355)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	296	185	743	625
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	(73)	4	(64)	(5)
Perte (gain) sur la vente d'actifs	9	—	(489)	4
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(107)	(71)	(249)	(195)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(77)	82	14	(71)
Autres	(5)	1	(1)	24
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	(86)	(58)	(224)	28
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 185	1 265	3 840	3 494
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 031)	(1 444)	(5 383)	(3 262)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(37)	(62)	(135)	(219)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(475)	(286)	(1 140)	(570)
Trésorerie soumise à des restrictions	—	13 113	—	—
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	(12 609)	—	(13 608)
Produit des ventes d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	—	4 147	6
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	362	725
Montants reportés et autres	165	(14)	(87)	18
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(2 378)	(1 302)	(2 236)	(16 910)
Activités de financement				
Billets à payer émis (remboursés), montant net	451	(423)	1 232	(100)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	1 151	6	1 968	12 333
Remboursements sur la dette à long terme	(46)	(53)	(5 515)	(2 343)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	(3)	1 551	3 468	1 551
Dividendes sur les actions ordinaires	(354)	(397)	(982)	(1 159)
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(28)	(116)	(74)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(66)	(77)	(215)	(201)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	6	(37)	42	4 337
Actions ordinaires rachetées	—	—	—	(14)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	492
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	43	45	162	151
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	(1 205)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 143	587	(1 161)	14 973
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(16)	3	(35)	(127)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(66)	553	408	1 430
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	1 490	1 727	1 016	850
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 424	2 280	1 424	2 280

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Bilan consolidé condensé

	30 septembre 2017	31 décembre 2016
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 424	1 016
Débiteurs	2 820	2 075
Stocks	390	368
Actifs destinés à la vente	431	3 717
Autres	743	908
	5 808	8 084
Immobilisations corporelles , déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 23 257 \$ et 22 263 \$	55 842	54 475
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 349	6 544
Actifs réglementaires	1 309	1 322
Écart d'acquisition	13 076	13 958
Actifs incorporels et autres actifs	3 215	3 026
Placements restreints	810	642
	86 409	88 051
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	1 963	774
Créditeurs et autres	4 084	3 861
Dividendes à payer	559	526
Intérêts courus	541	595
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	18	86
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	4 216	1 838
	11 381	7 680
Passifs réglementaires	2 512	2 121
Autres passifs à long terme	745	1 183
Passifs d'impôts reportés	8 069	7 662
Dette à long terme	30 414	38 312
Billets subordonnés de rang inférieur	7 004	3 931
	60 125	60 889
Parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat	—	1 179
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	20 744	20 099
Émises et en circulation : 30 septembre 2017 – 874 millions d'actions		
31 décembre 2016 – 864 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	—	—
Bénéfices non répartis	1 324	1 138
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 581)	(960)
Participations assurant le contrôle	24 467	24 257
Participations sans contrôle	1 817	1 726
	26 284	25 983
	86 409	88 051

Engagements, éventualités et garanties (note 13)

Entités à détenteurs de droits variables (note 14)

Événement postérieur à la date de clôture (note 15)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016
Actions ordinaires		
Solde au début de la période	20 099	12 102
Émission d'actions à l'exercice d'options sur actions	46	70
Actions rachetées	—	(6)
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	599	—
Actions émises en échange de reçus de souscription	—	4 314
Solde à la fin de la période	20 744	16 480
Actions privilégiées		
Solde au début de la période	3 980	2 499
Actions émises aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	—	493
Solde à la fin de la période	3 980	2 992
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	—	7
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	4	3
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	18	17
Incidence du rachat d'actions ordinaires	—	(8)
Incidence des transferts d'actifs à TC PipeLines, LP	(202)	(38)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	(171)	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	351	19
Solde à la fin de la période	—	—
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	1 138	2 769
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	2 256	559
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 633)	(1 246)
Dividendes sur les actions privilégiées	(98)	(71)
Ajustement des paiements à base d'actions versés aux salariés (note 2)	12	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(351)	(19)
Solde à la fin de la période	1 324	1 992
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(960)	(939)
Autres éléments du résultat étendu	(621)	3
Solde à la fin de la période	(1 581)	(936)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	24 467	20 528
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 726	1 717
Acquisition de participations sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	—	1 051
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	189	184
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	(158)	(80)
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	162	151
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(29)	(28)
Reclassement depuis (vers) les parts ordinaires de TC Pipelines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution	106	(106)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(212)	(200)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	33	—
Solde à la fin de la période	1 817	2 689
Total des capitaux propres	26 284	23 217

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

Notes afférentes aux états financiers consolidés condensés (non audité)

1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TransCanada pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, sauf ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ». Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans le rapport annuel de 2016 de TransCanada.

Ces états financiers consolidés condensés tiennent compte de tous les ajustements récurrents habituels, qui, de l'avis de la direction, sont requis pour donner une image fidèle de la situation financière et des résultats d'exploitation des périodes respectives. Les présents états financiers consolidés condensés ne comprennent pas toutes les informations devant être fournies dans les états financiers annuels, et ils doivent être lus à la lumière des états financiers consolidés audités de 2016 compris dans le rapport annuel de 2016 de TransCanada. Certains chiffres correspondants ont été reclassés pour en permettre le rapprochement avec ceux de la période considérée.

Les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans les secteurs des gazoducs de la société en raison du moment des décisions de réglementation et des fluctuations saisonnières du débit à court terme des gazoducs aux États-Unis. De plus, les résultats des périodes intermédiaires pourraient ne pas refléter les résultats de l'exercice dans le secteur de l'énergie de la société en raison de l'incidence des conditions météorologiques saisonnières sur la demande des clients et les prix du marché pour certaines des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz non réglementées.

RECOURS À DES ESTIMATIONS ET AU JUGEMENT

Pour dresser les états financiers, TransCanada doit avoir recours à des estimations et à des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés condensés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables de la société décrites dans les états financiers consolidés audités annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2016, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

2. Modifications comptables

MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2017

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon ces nouvelles directives, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de ces directives, au moindre du coût et de la valeur de réalisation nette. La valeur de réalisation nette représente le prix de vente estimatif dans le cadre normal des activités, moins les coûts raisonnablement prévisibles de l'achèvement, de la sortie et du transport. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective. Elles n'ont pas eu d'incidence significative sur le bilan consolidé de la société.

Dérivés et instruments de couverture

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les exigences pour évaluer si les options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé conditionnelles pouvant accélérer le remboursement du capital des instruments d'emprunt sont clairement et étroitement liées à leurs instruments d'emprunt hôtes. Selon ces nouvelles directives, seule une évaluation de la séquence de décision en quatre étapes prévue par les PCGR américains est nécessaire pour déterminer si les caractéristiques économiques et les risques des options de remboursement anticipé ou d'encaissement anticipé sont clairement et étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques afférents aux instruments d'emprunt hôtes. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de manière prospective. Elles n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Participations à la valeur de consolidation

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient la transition à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Ces nouvelles directives précisent que, lorsqu'une augmentation d'une participation rend cette participation admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, l'entité n'est pas tenue de respecter l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon prospective. Elles n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Paiements à base d'actions versés aux salariés

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements à base d'actions versés aux salariés, notamment en ce qui concerne les incidences fiscales de ces paiements, le classement des attributions en capitaux propres ou en passif et leur classement dans l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives permettent aussi aux entités de retenir la convention comptable de leur choix : elles pourront soit continuer à estimer le nombre total d'attributions pour lesquelles la période de service exigée ne sera pas accomplie, soit comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. La société a opté pour la comptabilisation des extinctions au moment où elles surviendront. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont entraîné l'inscription d'un ajustement cumulatif de 12 millions de dollars aux bénéfices non répartis d'ouverture et la comptabilisation d'un actif d'impôts reportés lié aux paiements à base d'actions versés aux salariés avant l'adoption de ces directives.

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une EDDV, il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont entraîné aucune modification des conclusions de la société en matière de consolidation.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis aux clients selon un montant qui tient compte de la contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit, pendant la durée du contrat, en échange de la fourniture de ces biens ou services. Elles exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront tirés des contrats en question et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra. La société adoptera la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme : 1) selon une approche entièrement rétrospective, avec retraitement de toutes les périodes antérieures présentées, ou 2) selon une approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption. La société adoptera cette norme selon l'approche rétrospective modifiée, avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date d'adoption, sous réserve des mesures de simplification permises et choisies.

La société a dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et elle continue d'analyser selon l'échéancier chaque contrat ou groupe de contrats, par secteur d'exploitation, afin de déterminer les changements importants qu'aura la mise en application des nouvelles directives sur la façon de comptabiliser les produits d'exploitation. La société a terminé son analyse des secteurs d'exploitation Pipelines de liquides et Énergie et elle n'a relevé aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation. Elle procède actuellement à l'analyse des secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique et elle n'a pas encore tiré de conclusions sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives sur ces secteurs d'exploitation. La société poursuit son analyse des contrats afin d'obtenir les données nécessaires pour quantifier l'ajustement cumulatif, le cas échéant, des produits d'exploitation des périodes précédentes et l'effet des nouvelles directives sur les produits qui seront comptabilisés par la suite, et elle surveille les indications additionnelles interprétatives et celles faisant autorité en ce qui a trait à la nouvelle norme dès qu'elles sont disponibles.

Bien que les nouvelles directives pourraient ne pas avoir d'incidence significative sur les produits d'exploitation consolidés, la société prévoit à l'heure actuelle apporter d'importants changements aux obligations d'information selon les exigences additionnelles qui sont prescrites. Ces nouvelles obligations d'information comprennent l'information en ce qui a trait aux jugements importants posés pour évaluer le moment et la façon dont les produits d'exploitation sont constatés ainsi que l'information concernant les actifs et les passifs sur contrat. Par ailleurs, les nouvelles directives requièrent que l'obligation d'information de la société relativement à la constatation des produits d'exploitation englobe de plus amples précisions concernant les diverses obligations de prestation ainsi que sur la nature, le montant, le calendrier et les estimations des produits d'exploitation et des flux de trésorerie générés par les contrats conclus avec des clients. La société continue de préparer et d'évaluer les informations financières à fournir en tenant compte plus particulièrement de la portée des contrats sur lesquels elle doit présenter les obligations de prestation résiduelles. De plus, la société continue d'apporter tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux exigences en termes de constatation et aux obligations d'information des nouvelles directives.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, la société est aussi tenue d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt

disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et une méthode d'adoption est précisée à l'égard de chacune des composantes des directives. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le client doit avoir 1) le droit d'obtenir la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation de l'actif loué et 2) le droit d'en diriger l'utilisation pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location. Les nouvelles directives établissent aussi un modèle fondé sur le droit d'utilisation selon lequel le preneur à bail doit comptabiliser, au bilan, un actif lié au droit d'utilisation et une obligation locative correspondante pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à douze mois. Les contrats de location seront classés en tant que contrats de location-financement ou de location simple, le classement se répercutant sur le mode de comptabilisation des charges dans l'état des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

Ces directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée à l'égard des contrats de location déjà en vigueur ou conclus après le début de la première période comparative présentée dans les états financiers, et certaines mesures de simplification sont prévues. La société continue de dresser la liste des contrats de location existants et de les analyser afin de déterminer l'effet des nouvelles directives sur ses états financiers consolidés. La société s'affaire aussi à apporter aux systèmes et aux processus les changements nécessaires lui permettant de compiler les renseignements requis et de se conformer aux exigences en matière de comptabilisation et de présentation de l'information comprises dans les nouvelles directives.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

En juin 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient considérablement la façon dont les entités évaluent les pertes sur créances découlant de la plupart des actifs financiers et de certains autres instruments financiers qui ne sont pas évalués à la juste valeur par le biais du résultat net. Ces nouvelles directives modifient le modèle de dépréciation des instruments financiers, le faisant reposer sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Les pertes sur créances attendues seront comptabilisées au moyen d'une provision plutôt qu'à titre de radiation directe de la fraction non amortie du coût. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de leur adoption et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intra-entités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à un transfert intra-entités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront mises en application selon une approche rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de leur adoption et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Trésorerie soumise à des restrictions

En novembre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions figurant à l'état des flux de trésorerie. Selon les nouvelles directives, les variations du solde total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant de la trésorerie soumise à des restrictions ou des équivalents de trésorerie soumis à des restrictions, doivent être expliquées à l'état des flux de trésorerie au cours de la période où elles se sont produites. La trésorerie et les équivalents de trésorerie soumis à des restrictions seront inclus dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des totaux d'ouverture

et de clôture à l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et seront appliquées de façon rétrospective.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, mais l'adoption anticipée est permise.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui exigent que les entités séparent la composante coût des services rendus au cours de l'exercice des autres composantes du coût net des prestations et qu'elles la présentent à l'état des résultats, à même les autres coûts de la rémunération de l'exercice des salariés concernés. Ces nouvelles directives exigent également que les autres composantes du coût net des prestations soient présentées ailleurs dans l'état des résultats et exclues des produits d'exploitation si le total partiel de ces derniers est présenté. De plus, les nouvelles directives apportent des modifications aux composantes du coût net des prestations qui peuvent être capitalisées. Les entités doivent utiliser une méthode transitoire rétrospective en ce qui concerne l'exigence de présentation distincte à l'état des résultats des composantes du coût net des prestations, et une méthode transitoire prospective en ce qui concerne la capitalisation du coût des prestations. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018. La société ne prévoit pas qu'elles auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui raccourcissent la période d'amortissement de la prime sur certains titres d'emprunts rachetables acquis en exigeant des entités qu'elles amortissent la prime entre l'acquisition et la première date de rachat. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilité de couverture, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Ces nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres exigences en matière d'obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Elles seront appliquées de manière prospective avec comptabilisation de l'ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture lors de l'adoption. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives, mais elle ne prévoit pas qu'elles auront une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

3. Informations sectorielles

trimestre clos le 30 septembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	921	811	139	437	934	—	3 242
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	53	(11)	4	99	7	156
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(318)	(341)	(10)	(145)	(126)	(36)	(976)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(621)	—	(621)
Impôts fonciers	(63)	(41)	—	(22)	(1)	—	(127)
Amortissement	(228)	(145)	(23)	(71)	(39)	—	(506)
Perte sur la vente d'actifs	—	—	—	—	(9)	—	(9)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	316	337	95	203	237	(29)	1 159
Intérêts débiteurs							(504)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							145
Intérêts créditeurs et autres							84
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							884
Charge d'impôts							(188)
Bénéfice net							696
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(44)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							652
Dividendes sur les actions privilégiées							(40)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							612

trimestre clos le 30 septembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	951	812	121	440	1 308	—	3 632
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	65	(2)	—	88	—	154
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(340)	(369)	(8)	(163)	(261)	(36)	(1 177)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(783)	—	(783)
Impôts fonciers	(65)	(38)	—	(21)	(12)	—	(136)
Amortissement	(220)	(138)	(13)	(73)	(83)	—	(527)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	(1 085)	—	(1 085)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	329	332	98	183	(828)	(36)	78
Intérêts débiteurs							(522)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							110
Intérêts créditeurs et autres							12
Perte avant les impôts sur le bénéfice							(322)
Recouvrement d'impôts							266
Perte nette							(56)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(52)
Perte nette attribuable aux participations assurant le contrôle							(108)
Dividendes sur les actions privilégiées							(27)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires							(135)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

période de neuf mois close le 30 septembre 2017							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	2 725	2 684	432	1 410	2 599	—	9 850
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	9	175	—	3	341	(1)	527
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(958)	(973)	(29)	(437)	(482)	(101)	(2 980)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 711)	—	(1 711)
Impôts fonciers	(201)	(136)	—	(67)	(38)	—	(442)
Amortissement	(672)	(451)	(70)	(228)	(118)	—	(1 539)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	489	—	489
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	903	1 299	333	681	1 080	(102)	4 194
Intérêts débiteurs							(1 528)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							367
Intérêts créditeurs et autres							193
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							3 226
Charge d'impôts							(781)
Bénéfice net							2 445
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(189)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							2 256
Dividendes sur les actions privilégiées							(120)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							2 136

période de neuf mois close le 30 septembre 2016							
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	2 677	1 585	249	1 292	3 083	—	8 886
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	9	150	(2)	(1)	199	—	355
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(886)	(597)	(34)	(417)	(625)	(87)	(2 646)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 628)	—	(1 628)
Impôts fonciers	(202)	(78)	—	(67)	(58)	—	(405)
Amortissement	(655)	(269)	(29)	(214)	(258)	—	(1 425)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	—	(1 296)	—	(1 296)
Perte sur la vente d'actifs	—	(4)	—	—	—	—	(4)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	943	787	184	593	(583)	(87)	1 837
Intérêts débiteurs							(1 456)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							322
Intérêts créditeurs et autres							118
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							821
Charge d'impôts							(78)
Bénéfice net							743
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(184)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							559
Dividendes sur les actions privilégiées							(77)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							482

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2017	31 décembre 2016
Gazoducs – Canada	17 010	15 816
Gazoducs – États-Unis	34 897	34 422
Gazoducs – Mexique	5 470	5 013
Pipelines de liquides	16 436	16 896
Énergie	8 979	13 169
Siège social	3 617	2 735
	86 409	88 051

4. Actifs destinés à la vente**Actifs liés à l'énergie solaire**

Le 24 octobre 2017, la société a conclu une entente en vue de la vente, à un tiers, de ses actifs liés à l'énergie solaire en Ontario pour un montant d'environ 540 millions de dollars. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin de 2017, sous réserve de certaines autorisations réglementaires et autres, et elle tiendra compte des ajustements de clôture habituels. La vente devrait générer un gain estimatif de 130 millions de dollars (100 millions de dollars après les impôts) qui sera comptabilisé à la clôture de la transaction.

Au 30 septembre 2017, les actifs et passifs connexes ont été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	
Actifs destinés à la vente	
Débiteurs	6
Stocks	1
Immobilisations corporelles	424
Total des actifs destinés à la vente	431
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	
Créditeurs et autres	1
Autres passifs à long terme	17
Total des passifs liés aux actifs destinés à la vente	18

5. Impôts sur le bénéfice

Les taux d'imposition effectifs pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017 et 2016 étaient de 24 % et de 10 % respectivement. Le taux d'imposition effectif supérieur en 2017 découle principalement des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et de la charge de dépréciation de l'écart d'acquisition en 2016.

6. Dette à long terme

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 sont les suivants :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Mars 2028	300	3,39 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Septembre 2047	700	4,33 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2017	Emprunt à terme	Août 2020	25 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Mai 2017	Billets de premier rang non garantis	Mai 2027	500 US	3,90 %

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)					
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt	
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2017	Billets de premier rang garantis	12 US	3,82 %	
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	1 513 US	Variable	
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	500 US	Variable	
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,10 %	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	630 US	Variable	
	Avril 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	1 070 US	Variable	

Les facilités de crédit-relais d'acquisition ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia. Le produit de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a servi à rembourser entièrement les facilités de crédit-relais d'acquisition restantes au deuxième trimestre de 2017.

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, TransCanada a capitalisé des intérêts de 49 millions de dollars et de 150 millions de dollars (46 millions de dollars et 133 millions de dollars en 2016) relativement à des projets d'investissement.

7. Billets subordonnés de rang inférieur émis

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire) Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2017	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Mai 2077	1 500	4,90 %
	Mars 2017	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Mars 2077	1 500 US	5,55 %

¹ En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs, ou autres obligations de TCPL.

² Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis en faveur de TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas compris dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.

En mai 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2017-B (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,5 milliard de dollars à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 4,65 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, assortis d'un taux fixe initial de 4,90 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mai 2027 jusqu'en mai 2047 au taux alors en vigueur des acceptations bancaires de trois mois majoré de 3,33 % par année; il sera ajusté à compter de mai 2047 jusqu'en mai 2077 au taux alors en vigueur des acceptations bancaires de trois mois majoré de 4,08 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 18 mai 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En mars 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2017-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,30 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,55 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mars 2027 jusqu'en mars 2047 au TIOL de trois mois alors en vigueur majoré de 3,458 % par année; il sera ajusté à compter de mars 2047 jusqu'en mars 2077 au TIOL de trois mois alors en vigueur majoré de 4,208 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

Aux termes des billets de fiducie et des ententes connexes, dans certaines circonstances 1) TCPL peut émettre des actions privilégiées dans un cas de report aux porteurs des billets de fiducie au lieu de payer des intérêts, et 2) il serait interdit à TransCanada et à TCPL de déclarer ou de payer des dividendes ou de racheter leurs actions privilégiées en circulation (ou, s'il n'y a aucune action privilégiée en circulation, leurs actions ordinaires respectives) jusqu'à ce que toutes les actions privilégiées dans un cas de report aient été rachetées par TCPL. Les billets de fiducie peuvent aussi être échangés automatiquement pour des actions privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

8. Parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat

Acquisition de Columbia Pipeline Partners LP

Le 17 février 2017, la société a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») détenues dans le public pour un prix de 17,00 \$ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 \$ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Comme il s'agit d'une transaction entre entités sous contrôle commun, elle a été prise en compte dans les capitaux propres.

Au 31 décembre 2016, le montant intégral de 1 073 millions de dollars (799 millions de dollars US) relatif à la participation sans contrôle de la société dans CPPL a été constaté au titre des parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat au bilan consolidé condensé.

Parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution

En 2017, les droits de résolution sur 1,6 million de parts ordinaires de TC PipeLines, LP ont expiré et un montant de 106 millions de dollars (82 millions de dollars US) a été reclassé dans les capitaux propres. Au 30 septembre 2017, il n'y avait aucune part ordinaire en circulation pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat au bilan consolidé condensé (106 millions de dollars (82 millions de dollars US) au 31 décembre 2016).

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

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

trimestre clos le 30 septembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(364)	(6)	(370)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(1)	—	(1)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	1	—	1
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	(3)	2
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	6	(2)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	(1)	3
Autres éléments du résultat étendu	(349)	(12)	(361)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

trimestre clos le 30 septembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	55	—	55
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(2)	1	(1)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	6	(1)	5
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	1	(1)	—
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	6	(2)	4
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu	71	(4)	67

période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(717)	(4)	(721)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession des établissements étrangers	(77)	—	(77)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(4)	1	(3)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	5	(1)	4
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(2)	1	(1)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	(3)	2
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	16	(5)	11
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	8	(2)	6
Autres éléments du résultat étendu	(766)	(13)	(779)

période de neuf mois close le 30 septembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(150)	(2)	(152)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(12)	3	(9)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	33	(12)	21
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	65	(25)	40
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	17	(5)	12
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	14	(3)	11
Autres éléments du résultat étendu	(33)	(44)	(77)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

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

trimestre clos le 30 septembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} juillet 2017	(716)	(27)	(201)	(345)	(1 289)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ^{2,3}	(303)	2	2	—	(299)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	—	4	3	7
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(303)	2	6	3	(292)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2017	(1 019)	(25)	(195)	(342)	(1 581)

¹ Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes de 68 millions de dollars au titre des participations sans contrôle et de pertes de 1 million de dollars, respectivement.

³ Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite comprennent une réduction de 27 millions de dollars au titre des règlements et des compressions.

période de neuf mois close le 30 septembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2017	(376)	(28)	(208)	(348)	(960)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ^{2,3}	(566)	4	2	—	(560)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	(77)	(1)	11	6	(61)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net ⁴	(643)	3	13	6	(621)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 septembre 2017	(1 019)	(25)	(195)	(342)	(1 581)

¹ Tous les montants sont présentés déduction faite des impôts. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

² Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion sont présentés déduction faite de pertes de 158 millions de dollars.

³ Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite comprennent une réduction de 27 millions de dollars au titre des règlements et des compressions.

⁴ Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 10 millions de dollars (7 millions de dollars après les impôts) au 30 septembre 2017. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Les reclassements hors des autres éléments du résultat étendu à l'état consolidé des résultats se détaillent comme suit :

	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ¹				Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre		
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2017	2016	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	4	7	15	(54)	Produits (Énergie)
Change	—	(5)	—	—	Intérêts créditeurs et autres
Taux d'intérêt	(4)	(3)	(13)	(11)	Intérêts débiteurs
	—	(1)	2	(65)	Total avant les impôts
	—	1	(1)	25	Charge d'impôts
	—	—	1	(40)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement de la perte actuarielle	(4)	(6)	(12)	(17)	Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ²
Charge au titre du règlement	(2)	—	(2)	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts ²
	(6)	(6)	(14)	(17)	Total avant les impôts
	2	2	5	5	Charge d'impôts
	(4)	(4)	(9)	(12)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	(4)	(5)	(8)	(14)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	1	1	2	3	Charge d'impôts
	(3)	(4)	(6)	(11)	Déduction faite des impôts
Écarts de conversion					
Réalisation de gains de change sur la cession d'établissements étrangers	—	—	77	—	(Perte) gain sur la vente d'actifs
	—	—	—	—	Charge d'impôts
	—	—	77	—	Déduction faite des impôts

¹ Tous les montants entre parenthèses indiquent des charges constatées à l'état consolidé condensé des résultats.

² Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des prestations. Il y a lieu de se reporter à la note 10 pour un complément d'information.

10. Avantages postérieurs au départ à la retraite

Compte tenu des règlements et compressions survenus suivant la réalisation de la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis, le régime de retraite à prestations déterminées (« régime PD ») et les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de TransCanada aux États-Unis ont fait l'objet d'une réévaluation au troisième trimestre. Un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,10 % a été utilisé pour réévaluer le régime PD aux États-Unis et l'autre régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016. Ces réévaluations ont eu pour effet de réduire de 3 millions de dollars les pertes actuarielles non réalisées du régime PD, ce montant étant porté dans les autres éléments du résultat étendu, et une charge de règlement de 2 millions de dollars a été prise en compte dans le coût net des prestations au troisième trimestre de 2017. Ces réévaluations n'ont eu aucune incidence sur les pertes actuarielles non réalisées de l'autre régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Au troisième trimestre de 2017, les sommes forfaitaires versées à ce jour sont supérieures au coût des services rendus et au coût financier du régime PD de Columbia. Ainsi, le régime PD de Columbia a été réévalué, à l'aide d'un taux d'actualisation de 3,70 %. Toutes les autres hypothèses cadrent avec celles utilisées au 31 décembre 2016. La réévaluation du régime PD de Columbia a accru les gains actuariels non réalisés de la société de 16 millions de dollars, dont un montant de 14 millions de dollars a été inscrit dans les actifs réglementaires et un montant de 2 millions de dollars a été inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

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

	trimestres clos les 30 septembre				périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
(non audité – en millions de dollars canadiens)								
Coût des services rendus	25	28	1	1	81	79	3	2
Coût financier	30	34	3	4	92	93	10	9
Rendement prévu des actifs des régimes	(45)	(48)	(5)	(5)	(134)	(127)	(16)	(6)
Amortissement de la perte actuarielle	3	5	1	1	11	15	1	2
Amortissement de l'actif réglementaire	26	8	—	—	33	17	1	—
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	—	—	—	—	1
Charge au titre du règlement	2	—	—	—	2	—	—	—
Coût net des prestations constaté	41	27	—	1	85	77	(1)	8

Depuis le 1^{er} avril 2017, la société n'offre plus son régime PD aux États-Unis aux nouveaux participants non syndiqués. À compter du 1^{er} avril 2017, tous les nouveaux employés non syndiqués participeront au régime à cotisations déterminées (« régime CD ») existant. Les employés américains non syndiqués qui participent actuellement au régime CD aux États-Unis se verront offrir pour une dernière fois la possibilité de participer au régime PD en date du 1^{er} janvier 2018.

11. Gestion des risques et instruments financiers

APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

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

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 30 septembre 2017, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et aux prêts et avances à recevoir. La société passe régulièrement en revue ses débiteurs et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 30 septembre 2017, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, aucune concentration notable du risque de crédit et aucune créance irrécouvrable importante au cours de la période.

PRÊT À UNE SOCIÉTÉ LIÉE

Des transactions avec des parties liées ont lieu dans le cours normal des activités et sont évaluées à la valeur d'échange, qui correspond au montant de la contrepartie fixée et convenue par les parties liées.

TransCanada détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. La société comptabilise la coentreprise comme une participation à la valeur de consolidation. Le 21 avril 2017, TransCanada a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 13,6 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. Au 30 septembre 2017, les actifs incorporels et autres actifs figurant au bilan consolidé condensé comprennent un prêt de 578 millions de dollars consenti à la coentreprise Sur de Texas. Ce prêt représente la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt de la coentreprise et il est inclus dans les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé des flux de trésorerie de la société. Les intérêts créditeurs et autres charges comprennent des sommes de 11 millions de dollars et de 14 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017. Ces montants ont été compensés par une charge correspondante inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

INVESTISSEMENT NET DANS DES ÉTABLISSEMENTS ÉTRANGERS

La société a recours à des titres d'emprunt, à des swaps de devises et de taux d'intérêt, à des contrats et à des options de change à terme libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

La juste valeur et le montant nominal ou en capital relatifs aux instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2017		31 décembre 2016	
	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur ¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2017 à 2019) ²	(222)	1 400 US	(425)	2 350 US
Contrats de change à terme en dollars US	—	—	(7)	150 US
	(222)	1 400 US	(432)	2 500 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

² Le bénéfice net comprend des gains réalisés nets de 1 million de dollars et de 3 millions de dollars respectivement pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 (gains de 1 million de dollars et de 5 millions de dollars respectivement en 2016) liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises sont présentés dans les intérêts débiteurs.

Le montant nominal et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	30 septembre 2017	31 décembre 2016
Montant nominal	24 900 (19 900 US)	26 600 (19 800 US)
Juste valeur	28 300 (22 600 US)	29 400 (21 900 US)

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur est évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données.

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés compris dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les actifs incorporels et autres actifs, les billets à payer, les créditeurs et autres, les intérêts courus et les autres passifs à long terme se rapproche de leur juste valeur, du fait de leur nature ou de leur échéance à court terme, et ils seraient également classés au niveau 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

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

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2017		31 décembre 2016	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an ^{1,2}	(34 630)	(39 627)	(40 150)	(45 047)
Billets subordonnés de rang inférieur	(7 004)	(7 238)	(3 931)	(3 825)
	(41 634)	(46 865)	(44 081)	(48 872)

¹ La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 850 millions de dollars US (850 millions de dollars US au 31 décembre 2016) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.

² Le bénéfice net pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 comprend des gains non réalisés de 1 million de dollars et de 2 millions de dollars, respectivement (gains non réalisés de 7 millions de dollars et pertes non réalisées de 6 millions de dollars respectivement en 2016) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 850 millions de dollars US au 30 septembre 2017 (850 millions de dollars US au 31 décembre 2016). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 septembre 2017		31 décembre 2016	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ²
Justes valeurs ¹				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 1 an)	—	25	—	19
Titres à revenu fixe (échéant entre 1 an et 5 ans)	—	97	—	117
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	24	—	9	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	679	—	513	—
	703	122	522	136

¹ Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur et inclus dans les autres actifs à court terme et les placements restreints au bilan consolidé condensé.

² Les autres placements restreints ont été mis de côté pour financer les réclamations d'assurance à payer par la filiale d'assurance captive en propriété exclusive de la société.

	30 septembre 2017		30 septembre 2016	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
(non audité – en millions de dollars canadiens)				
(Pertes nettes non réalisées) gains nets non réalisés				
du trimestre clos	(38)	—	3	—
de la période de neuf mois close	(23)	—	25	1
(Pertes nettes réalisées) gains nets réalisés				
du trimestre clos	—	—	1	—
de la période de neuf mois close	(1)	—	1	—

¹ Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des placements restreints en raison de l'ICQF ont une incidence sur les montants subséquents des fonds prélevés au moyen de droits pour couvrir les coûts futurs de cessation d'exploitation des pipelines. Par conséquent, la société comptabilise ces gains et pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.

² Les gains et les pertes non réalisés sur les autres placements restreints sont portés dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés

Juste valeur des instruments dérivés

La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée selon l'approche par le résultat au moyen des taux du marché à la fin de la période et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés portant sur des produits de base a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. La juste valeur des options a été calculée au moyen du modèle d'évaluation de Black et Scholes. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

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

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Présentation au bilan des instruments dérivés

Au 30 septembre 2017, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 30 septembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	4	—	—	196	200
Change	—	—	2	81	83
Taux d'intérêt	2	—	—	1	3
	6	—	2	278	286
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	1	—	—	88	89
Change	—	—	—	—	—
	1	—	—	88	89
Total des actifs dérivés	7	—	2	366	375
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(1)	—	—	(249)	(250)
Change	—	—	(181)	(20)	(201)
Taux d'intérêt	—	(2)	—	—	(2)
	(1)	(2)	(181)	(269)	(453)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(1)	—	—	(110)	(111)
Change	—	—	(43)	—	(43)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	(1)	(1)	(43)	(110)	(155)
Total des passifs dérivés	(2)	(3)	(224)	(379)	(608)
Total des dérivés	5	(3)	(222)	(13)	(233)

¹ La juste valeur est égale à la valeur comptable.

² Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Au 31 décembre 2016, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	6	—	—	351	357
Change	—	—	6	10	16
Taux d'intérêt	1	1	—	1	3
	7	1	6	362	376
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	4	—	—	118	122
Change	—	—	10	—	10
Taux d'intérêt	1	—	—	—	1
	5	—	10	118	133
Total des actifs dérivés	12	1	16	480	509
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	—	—	—	(330)	(330)
Change	—	—	(237)	(38)	(275)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(1)	(1)	(237)	(368)	(607)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	—	—	—	(118)	(118)
Change	—	—	(211)	—	(211)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	—	(1)	(211)	(118)	(330)
Total des passifs dérivés	(1)	(2)	(448)	(486)	(937)
Total des dérivés	11	(1)	(432)	(6)	(428)

¹ La juste valeur est égale à la valeur comptable.

² Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

La majeure partie des instruments dérivés détenus à des fins de transaction ont été conclus à des fins de gestion des risques et ces derniers sont tous visés par les stratégies, politiques et limites de gestion des risques de la société. Ils comprennent les instruments dérivés qui n'ont pas été désignés en tant que couvertures ou qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture, mais qui ont été conclus en tant que couvertures économiques afin de gérer le risque de marché auquel la société est exposée.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Sommaire des montants nominaux et des échéances

Les échéances et le capital ou volume nominal en cours relativement aux instruments dérivés de la société, à l'exception des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers se présentent comme suit :

au 30 septembre 2017					
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	83 491	159	8	—	—
Ventes ¹	53 727	152	10	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 072 US	1 550 US
Millions de pesos mexicains	—	—	—	100 MXN	—
Dates d'échéance	2017-2022	2017-2020	2017	2017-2018	2017-2019

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2016					
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	86 887	182	6	—	—
Ventes ¹	58 561	147	6	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	2 394 US	1 550 US
Dates d'échéance	2017-2021	2017-2020	2017	2017	2017-2019

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh et en Gpi³ et en millions de barils respectivement.

Gains (pertes) réalisé(e)s et non réalisé(e)s sur instruments dérivés

Le sommaire qui suit ne tient pas compte des couvertures de l'investissement net dans des établissements étrangers.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	45	(97)	(102)	23
Change	33	—	89	47
Taux d'intérêt	(1)	—	(1)	—
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(82)	(23)	(167)	(165)
Change	19	(5)	10	52
Taux d'intérêt	1	—	1	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	4	(15)	17	(155)
Change	—	5	5	(101)
Taux d'intérêt	—	1	1	4

¹ Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction et utilisés pour acheter ou vendre des produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et des pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction portant sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les intérêts débiteurs et dans les intérêts créditeurs et autres.

² Aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas (néant et une perte nette de 42 millions de dollars, respectivement, en 2016).

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Produits de base	2	7	5	33
Change	—	(5)	—	—
Taux d'intérêt	(1)	4	—	—
	1	6	5	33
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹				
Produits de base ²	(4)	(7)	(15)	54
Change ³	—	5	—	—
Taux d'intérêt ⁴	4	3	13	11
	—	1	(2)	65
Gains (pertes) sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)				
Produits de base ²	—	14	—	(1)
	—	14	—	(1)

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

² Montant constaté dans les produits à l'état consolidé condensé des résultats.

³ Montant constaté dans les intérêts créditeurs et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

⁴ Montant constaté dans les intérêts débiteurs à l'état consolidé condensé des résultats.

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TransCanada ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 30 septembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	289	(220)	69
Change	83	(63)	20
Taux d'intérêt	3	(1)	2
Total	375	(284)	91
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(361)	220	(141)
Change	(244)	63	(181)
Taux d'intérêt	(3)	1	(2)
Total	(608)	284	(324)

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

Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2016 :

au 31 décembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	479	(362)	117
Change	26	(26)	—
Taux d'intérêt	4	(1)	3
Total	509	(389)	120
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(448)	362	(86)
Change	(486)	26	(460)
Taux d'intérêt	(3)	1	(2)
Total	(937)	389	(548)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 30 septembre 2017, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 230 millions de dollars (305 millions de dollars au 31 décembre 2016) et des lettres de crédit de 22 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2016). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant au 31 décembre 2016) et des lettres de crédit de 3 millions de dollars (3 millions de dollars au 31 décembre 2016) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 30 septembre 2017.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

Les instruments dérivés qui ont pour objet de gérer le risque de marché comportent souvent des dispositions relatives à des garanties financières qui permettent aux parties de gérer le risque de crédit. Ces dispositions pourraient exiger que des garanties soient fournies si un événement lié au risque de crédit devait se produire, tel que la révision à la baisse de la cote de crédit de la société à un niveau de catégorie spéculative.

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 septembre 2017, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 11 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant au 31 décembre 2016) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2017, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 11 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

La société dispose de suffisamment de liquidités sous forme de trésorerie et de facilités de crédit renouvelables confirmées et inutilisées pour faire face à ces obligations éventuelles, le cas échéant.

HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

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

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement. Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe. Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché. En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.
Niveau 3	Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert de données les plus observables disponibles, ou lorsqu'elles ne le sont pas, des évaluations de courtiers à long terme à l'égard de ces opérations. L'évaluation des options est fondée sur le modèle d'établissement des prix de Black et Scholes. Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

La juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme au 30 septembre 2017, est classée comme suit :

au 30 septembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	30	240	19	289
Change	—	83	—	83
Taux d'intérêt	—	3	—	3
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(36)	(304)	(21)	(361)
Change	—	(244)	—	(244)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	(3)
	(6)	(225)	(2)	(233)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017.

La juste valeur des actifs et des passifs dérivés de la société, déterminée de façon récurrente, y compris les tranches à court terme et à long terme au 31 décembre 2016, est classée comme suit :

au 31 décembre 2016 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	134	326	19	479
Change	—	26	—	26
Taux d'intérêt	—	4	—	4
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(102)	(343)	(3)	(448)
Change	—	(486)	—	(486)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	(3)
	32	(476)	16	(428)

¹ Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Solde au début de la période	9	12	16	9
Total des (pertes) gains comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	(10)	2	(12)	13
Règlements	(1)	1	4	(1)
Ventes	—	—	(5)	(2)
Transferts depuis le niveau 3	—	(3)	(5)	(6)
Total des pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu	—	—	—	(1)
Solde à la fin de la période ¹	(2)	12	(2)	12

¹ Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, les produits comprennent des pertes non réalisées de 10 millions de dollars et de 14 million de dollars, respectivement, attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 septembre 2017 (gains de 1 million de dollars et de 3 millions de dollars respectivement en 2016).

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à une diminution de 2 millions de dollars ou à une augmentation de 1 million de dollars, respectivement, de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 septembre 2017.

12. Acquisitions et cessions

Gazoducs – Mexique

TransGas

Au troisième trimestre de 2017, TransCanada a inscrit une charge de dépréciation de 12 millions de dollars sur sa participation de 46,5 % comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas de Occidente S.A. (« TransGas »). TransGas a construit et exploité un gazoduc en Colombie pendant 20 ans, soit la durée du contrat. Selon les modalités de l'entente, TransGas a transféré, à la fin du contrat de 20 ans en août 2017, ses actifs pipeliniers à Transportadora de Gas Internacional S.A. La charge de dépréciation représente la diminution de la valeur comptable résiduelle de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation. La charge de dépréciation hors trésorerie a été prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation à l'état consolidé condensé des résultats.

Gazoducs – Canada

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

En juillet 2017, la société a été informée que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy (« Progress ») résilierait leur entente conclue avec TransCanada relativement à l'aménagement du projet de TGPR avec prise d'effet le 10 août 2017. Conformément aux modalités de l'entente, tous les coûts qui ont été engagés pour l'avancement du projet, y compris les frais financiers, peuvent être recouverts en totalité à la résiliation de l'entente. Au 30 septembre 2017, le remboursement attendu des coûts du projet, auparavant inscrit dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé de la société, a été porté dans les débiteurs. En octobre 2017, la société avait reçu de Progress le remboursement intégral de 0,6 milliard de dollars.

Gazoducs – États-Unis

Iroquois Gas Transmission System et Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} juin 2017, TransCanada a réalisé la vente de sa participation de 49,34 % dans Iroquois et de sa participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS en faveur de TC PipeLines LP évaluées à 765 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 597 millions de dollars US et un montant de 168 millions de dollars US représentant la quote-part de la dette d'Iroquois et de PNGTS.

Columbia Pipeline Group

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la société a mené à bien ses procédures d'évaluation du volume de carburant de base acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia. Ainsi, la société a diminué de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US) la juste valeur du carburant de base. Cette diminution a eu une incidence sur le calcul du prix d'achat en raison de la baisse de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US) des immobilisations corporelles et de 45 millions de dollars (35 millions de dollars US) des passifs d'impôts reportés et de la hausse de 71 millions de dollars (55 millions de dollars US) de l'écart d'acquisition. Cet ajustement n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de la société.

Énergie

Actifs d'électricité du nord-est des États-Unis

Le 2 juin 2017, TransCanada a conclu la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, sous réserves des ajustements postérieurs à la clôture. En 2016, la société a inscrit une perte d'environ 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) qui comprend l'incidence de gains de change estimatifs de 70 millions de dollars. De ce fait, la société a inscrit une perte additionnelle de 226 millions de dollars (183 millions de dollars après les impôts) sur la vente au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, dont un montant de 7 millions de dollars (7 millions après les impôts) a été comptabilisé au troisième trimestre. La perte inscrite en 2017 comprend des gains de change de 2 millions de dollars. Ces pertes additionnelles sont principalement imputables à des ajustements qui ont été apportés au prix d'achat et aux coûts de réparation en raison d'un arrêt imprévu à la centrale Ravenswood avant la clôture de la vente. Des gains de change de 72 millions de dollars ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net à la clôture.

Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit brut de 1,07 milliard de dollars US, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture. Elle a ainsi inscrit un gain sur la vente d'environ 715 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts) au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, qui comprend l'incidence de gains de change estimatifs de 5 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net. Le gain sur la vente comprend un ajustement de 2 millions de dollars (1 million de dollars après les impôts) qui a été pris en compte au troisième trimestre.

Les gains et pertes sur ces ventes sont portés au poste « (Perte) (gain) sur la vente d'actifs » à l'état consolidé condensé des résultats. Le produit reçu de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a été affecté au remboursement intégral de l'encours des facilités de crédit-relais d'acquisition de la société qui ont servi à financer une partie de l'acquisition de Columbia.

13. Engagements, éventualités et garanties

ENGAGEMENTS

Au 31 décembre 2016, les engagements de TransCanada en vertu de contrats de location-exploitation comprenaient des paiements futurs afférents à nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis. Par suite de la vente des actifs d'énergie thermique survenue le 2 juin 2017, les obligations futures résiduelles comptabilisées au 31 décembre 2016 ont diminué de 2 millions de dollars en 2017, de 52 millions de dollars en 2018, de 34 millions de dollars en 2019 et de 102 millions de dollars en 2022 et par la suite.

ÉVENTUALITÉS

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

En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel américain autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. TransCanada a retiré sa réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que sa contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains.

GARANTIES

TransCanada et son partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis les obligations relativement aux services de construction au cours de la construction du gazoduc.

TransCanada et son partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location, aux services contractuels et aux services de fournisseurs.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) individuellement garanti la performance financière de ces entités. Ces ententes comprennent des garanties et des lettres de crédit qui se rapportent principalement à l'acheminement du gaz naturel, aux services de construction et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Durée	au 30 septembre 2017		au 31 décembre 2016	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	397	4	805	53
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018	88	1	88	1
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	105	14	87	28
		590	19	980	82

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

14. Entités à détenteurs de droits variables

La société consolide un certain nombre d'entités qui sont considérées comme des EDDV. Une EDDV s'entend d'une entité légale qui ne détient pas suffisamment de capitaux propres à risque pour financer ses activités sans recourir à un soutien financier subordonné additionnel ou qui est structurée de sorte que les investisseurs en instruments de capitaux propres n'ont pas la capacité de prendre d'importantes décisions, par le biais de leurs droits de vote, concernant les activités de l'entité ou encore qui ne participe pas véritablement aux résultats de l'entité.

Dans le cours normal des affaires, la société consolide les EDDV dans lesquelles elle détient un droit variable et pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire. Les EDDV dans lesquelles la société détient un droit variable mais pour lesquelles elle n'est pas le principal bénéficiaire sont considérées comme des EDDV non consolidées et elles sont comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités légales dans lesquelles la société a le pouvoir, par le biais de droits de vote ou de droits semblables, de prendre des décisions concernant les activités de l'EDDV qui influent le plus sur le rendement économique, notamment acheter ou vendre des actifs importants, entretenir et exploiter des actifs, contracter des dettes additionnelles ou déterminer l'orientation stratégique en matière d'exploitation de l'entité. Par ailleurs, la société a l'obligation d'assumer les pertes ou le droit de retirer les avantages de l'EDDV consolidée qui pourraient être potentiellement importants pour cette dernière.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

Une part importante des actifs de la société est détenue par le biais d'EDDV dans lesquelles la société détient une participation à droits de vote de 100 %, si l'EDDV satisfait à la définition d'entreprise et que ses actifs peuvent être affectés aux besoins généraux de l'entreprise. Le tableau suivant présente les actifs et passifs des EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV.

	30 septembre 2017	31 décembre 2016
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	91	77
Débiteurs	56	71
Stocks	22	25
Autres	8	10
	177	183
Immobilisations corporelles	3 552	3 685
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	923	606
Écart d'acquisition	489	525
Actifs incorporels et autres actifs	—	1
	5 141	5 000
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	80	80
Intérêts courus	30	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	87	76
	197	177
Passifs réglementaires	33	34
Autres passifs à long terme	3	4
Passifs d'impôts reportés	13	7
Dette à long terme	3 349	2 827
	3 595	3 049

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités légales dans lesquelles la société n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces entités ou pour lesquelles elle partage ce pouvoir avec des tiers. La société fournit des capitaux à ces EDDV et reçoit des participations qui lui confèrent des droits résiduels sur les actifs une fois que les passifs ont été payés.

La valeur comptable de ces EDDV et le risque maximal de perte afférent à la participation de la société dans ces EDDV s'établissent comme suit :

	30 septembre 2017	31 décembre 2016
(non audité – en millions de dollars canadiens)		
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 409	4 964
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	171	163
Risque maximal de perte	4 580	5 127

15. Événement postérieur à la date de clôture

Énergie Est et projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a terminé un processus d'examen des projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland et a informé l'ONÉ qu'elle ne donnerait pas suite à ces projets. Au 30 septembre 2017, un montant d'environ 1,3 milliard de dollars afférent à ces projets, incluant une provision pour les fonds utilisés pendant la construction, a été comptabilisé dans les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé condensé de la société. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire relativement au projet, aucun recouvrement de coûts auprès de tiers n'est prévu et la société comptabilisera une charge de dépréciation hors trésorerie d'environ 1,0 milliard de dollars après les impôts au quatrième trimestre de 2017.