

## **TransCanada présente ses solides résultats financiers du premier trimestre de 2018 Le portefeuille diversifié d'actifs de grande qualité continue de dégager une performance record**

CALGARY (Alberta) – **Le 27 avril 2018** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 734 millions de dollars (0,83 \$ par action) pour le premier trimestre de 2018, comparativement à un bénéfice net de 643 millions de dollars (0,74 \$ par action) pour la même période en 2017. Le résultat comparable du premier trimestre de 2018 a atteint 870 millions de dollars (0,98 \$ par action), comparativement à 698 millions de dollars (0,81 \$ par action) pour la même période en 2017. Le conseil d'administration de TransCanada a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,69 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2018, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,76 \$ par action ordinaire.

« Notre portefeuille diversifié d'actifs d'infrastructures énergétiques de grande qualité a continué d'inscrire un excellent rendement au premier trimestre de 2018, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable a augmenté de 21 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent malgré la vente de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, du fait de l'excellente performance de nos anciens actifs et des apports d'environ 7 milliards de dollars des projets de croissance mis en service au cours des douze derniers mois. Il s'agit notamment des expansions du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada dans notre secteur des gazoducs au Canada, des projets Gibraltar, Rayne XPress, Leach XPress et d'accès à Cameron dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis ainsi que des pipelines de liquides Grand Rapids et Northern Courier en Alberta. »

« Nous allons poursuivre la réalisation de notre programme d'investissement à court terme de 21 milliards de dollars; nous prévoyons que des projets d'environ 11 milliards de dollars seront mis en service d'ici la fin de 2018. Ce programme devrait dégager une forte croissance additionnelle du résultat et des flux de trésorerie et soutenir la croissance annuelle de notre dividende dans la portion supérieure de la fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2020 et de 8 % à 10 % de plus en 2021, a ajouté M. Girling. Nous avons investi environ 7 milliards de dollars dans ces projets jusqu'ici et, malgré les changements importants apportés récemment au secteur des sociétés en commandite cotées en bourse, nous sommes bien positionnés pour financer le reste grâce aux flux de trésorerie abondants et croissants que nous générons en interne ainsi qu'au vaste éventail de leviers financiers dont nous disposons, notamment l'accès aux marchés financiers selon des modalités avantageuses et d'éventuelles activités de gestion du portefeuille. »

« Par ailleurs, nous poursuivons aussi l'avancement de projets à moyen et à long terme d'une valeur de plus de 20 milliards de dollars, notamment Keystone XL, Coastal Gaslink et le programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power. En parallèle, nous prévoyons générer une croissance interne supplémentaire associée à l'empreinte, vaste et bien positionnée, de nos gazoducs, de nos pipelines de liquides et de nos centrales électriques en Amérique du Nord. L'avancement fructueux de ces projets, entre autres, jusqu'au stade de la construction et de l'exploitation pourrait prolonger l'horizon de croissance de notre dividende au-delà de 2021 », a conclu M. Girling.

## Points saillants

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

- Résultats financiers du premier trimestre de 2018
  - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 734 millions de dollars (0,83 \$ par action)
  - Résultat comparable de 870 millions de dollars (0,98 \$ par action)
  - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable de 2,1 milliards de dollars
  - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,4 milliard de dollars
  - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,6 milliard de dollars
  - Flux de trésorerie distribuables comparables de 1,4 milliard de dollars (1,64 \$ par action ordinaire) – compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement
- Déclaration d'un dividende trimestriel de 0,69 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2018.
- Mise en service d'installations du réseau de NGTL d'une valeur d'environ 160 millions de dollars pour mener à terme le programme d'expansion de 2017, ainsi que du projet de croisement de Sundre d'une valeur d'environ 100 millions de dollars.
- Conclusion fructueuse d'invitations à soumissionner concernant le réseau de NGTL, dans le but d'établir des contrats visant une capacité de réception garantie supplémentaire de 620 Mpi<sup>3</sup>/j et une capacité existante et accrue d'exportation de 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j. Ces installations devraient se traduire par un programme d'expansion d'une valeur d'environ 2,5 milliards de dollars.
- Demande soumise à l'ONÉ pour l'approbation d'un règlement négocié avec les clients concernant le réseau de NGTL pour 2018 et 2019.
- Mise en service du projet Leach XPress de 1,6 milliard de dollars US et du projet d'accès à Cameron de 0,3 milliard de dollars US.
- Obtention de l'approbation par la FERC des règlements tarifaires relatifs à Great Lakes et à Northern Border.
- Modifications proposées par la FERC à l'égard de certains traitements fiscaux visant les tarifs pratiqués par les pipelines.

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 91 millions de dollars par rapport à la même période en 2017 pour s'établir à 734 millions de dollars (0,83 \$ par action). Le bénéfice net par action du premier trimestre de 2018 tient compte de l'effet des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché. Les résultats du premier trimestre de 2017 tiennent compte d'une charge de 24 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia, d'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, d'une charge de 7 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL et d'un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers d'actifs du projet Keystone XL. Tous ces postes particuliers, plus les gains et les pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du premier trimestre de 2018 s'est établi à 870 millions de dollars (0,98 \$ par action), comparativement à 698 millions de dollars (0,81 \$ par action) pour la même période en 2017, soit une hausse de 172 millions de dollars (0,17 \$ par action). Le résultat comparable par action du trimestre clos le 31 mars 2018 tient compte de l'effet des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché. L'augmentation du résultat comparable du premier trimestre de 2018 par rapport à celui de la même période en 2017 est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service en Alberta au deuxième semestre de 2017, de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat supérieur des activités de commercialisation des liquides;

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à l'abaissement des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis et des impôts transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique, principalement grâce à une augmentation des produits;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, du fait que des gains ont été réalisés en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US, alors qu'en 2017, nous avons réalisé des pertes à ce chapitre;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, par suite surtout de la monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et de la poursuite de la réduction progressive de notre entreprise de commercialisation de l'électricité aux États-Unis;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite de ceux parvenus à maturité, en partie compensée par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017.

Suivent les faits marquants récents :

#### **Gazoducs – Canada :**

- **Réseau de NGTL** : Le 9 avril 2018, nous avons annoncé la mise en service du projet de croisement de Sundre. Ce projet de pipeline d'environ 100 millions de dollars ajoute 245 TJ/j (228 Mpi<sup>3</sup>/j) à la capacité du réseau de NGTL à notre point de livraison des exportations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, assurant un meilleur raccordement avec les principaux marchés en aval de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique et de la Californie.

De plus, le programme d'expansion du réseau de NGTL pour 2017 est maintenant achevé et des installations d'une valeur d'environ 160 millions de dollars ont été mises en service depuis le 31 décembre 2017, notamment le gazoduc reliant la boucle du réseau principal du Nord-Ouest à Boundary Lake le 2 avril 2018. Dans le cadre du programme d'expansion de 2017, de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 230 km (143 milles) et des postes de compression supplémentaires ont été ajoutés et la capacité du réseau de NGTL a été accrue d'environ 535 TJ/j (500 Mpi<sup>3</sup>/j).

Le 15 février 2018, nous avons annoncé la conclusion fructueuse d'une invitation à soumissionner visant une capacité existante de 260 TJ/j (242 Mpi<sup>3</sup>/j) et une capacité d'exportation supplémentaire de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi<sup>3</sup>/j) au point de livraison des exportations Empress/McNeill, pour des entrées en service prévues en novembre 2020 et en avril 2021. La durée moyenne des contrats d'expansion de la capacité octroyés est d'environ 29 ans. Nous avons également annoncé la conclusion distincte de contrats visant une capacité de réception garantie supplémentaire de 664 TJ/j (620 Mpi<sup>3</sup>/j) à partir d'avril 2021. Collectivement, les contrats de réception et d'exportation stimuleront un programme d'expansion de 2,4 milliards de dollars qui portera à 7,2 milliards de dollars la valeur totale du programme d'investissement du réseau de NGTL.

Le 20 mars 2018, nous avons annoncé la conclusion fructueuse d'une invitation à soumissionner en vue d'un nouvel accroissement de la capacité du point de livraison des exportations Empress/McNeill, pour une entrée en service prévue en novembre 2021. Les soumissions visant l'offre de 300 TJ/j (280 Mpi<sup>3</sup>/j) ont surpassé les besoins, et la durée moyenne des contrats octroyés est d'environ 22 ans. Les installations et les capitaux requis aux fins de l'expansion n'ont pas été arrêtés définitivement; nous nous attendons actuellement à majorer d'environ 120 millions de dollars le programme d'investissement du réseau de NGTL.

Le 23 mars 2018, nous avons présenté à l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») une demande d'approbation d'un règlement négocié avec nos clients et d'autres parties intéressées relativement aux coûts annuels requis pour exploiter le réseau de NGTL en 2018 et en 2019 ainsi qu'aux tarifs définitifs pour 2018 et aux tarifs provisoires révisés pour 2018. Aux termes du règlement, le rendement sur le capital-actions (« RCA ») est fixé à 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %. L'ONÉ étudie actuellement les commentaires des parties intéressées, et nous nous attendons à obtenir une décision concernant notre demande au deuxième trimestre de 2018.

#### Gazoducs – États-Unis :

- **Leach XPress** : Leach XPress a été mis en service le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Ce projet de Columbia Gas transporte environ 1,6 PJ/j (1,5 Gpi<sup>3</sup>/j) du gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du réseau.
- **Projet d'accès à Cameron** : L'accès à Cameron a été mis en service le 13 mars 2018. Ce projet de Columbia Gulf est conçu pour assurer le transport d'environ 0,9 PJ/j (0,8 Gpi<sup>3</sup>/j) de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane.
- **Mountaineer XPress et WB XPress** : Au premier trimestre de 2018, les coûts estimatifs de 3,0 milliards de dollars US pour le projet Mountaineer XPress et de 0,9 milliard de dollars US pour le projet WB XPress ont été majorés de 0,4 milliard de dollars US et de 0,1 milliard de dollars US, respectivement. Ces hausses s'expliquent essentiellement par des retards dans l'obtention des autorisations réglementaires de la Federal Energy Regulator Commission (« FERC ») et d'autres organismes gouvernementaux, par l'accroissement des coûts liés aux travaux de construction donnés en sous-traitance en raison de la demande inhabituelle de ressources de construction dans la région et par les modifications apportées aux plans de travail et aux ressources des entrepreneurs afin de maintenir les dates de mise en service prévues par la société.
- **Règlements tarifaires relatifs à Great Lakes et à Northern Border** : En février 2018, la FERC a approuvé le règlement tarifaire relatif à Great Lakes pour 2017 et le règlement tarifaire relatif à Northern Border pour 2017, lesquels n'ont pas été contestés.

#### Gazoducs – Mexique :

- **Tula et Villa de Reyes** : Nous continuons de travailler avec la Comisión Federal de Electricidad (« CFE ») pour fixer les derniers détails de la modification des conventions visant ces deux gazoducs afin d'établir officiellement le calendrier et les paiements découlant des événements de force majeure qui ont touché chacun des gazoducs. La CFE a commencé le versement des paiements pour les deux gazoducs aux termes des contrats de transport.
- **Sur de Texas** : La construction de l'infrastructure extracôtière est achevée à environ 80 % et le projet avance toujours en vue de sa mise en service prévue vers la fin de 2018.

#### Pipelines de liquides :

- **Keystone XL** : En décembre 2017, des intervenants ont interjeté appel auprès de la cour d'appel du Nebraska de l'approbation, par la Public Service Commission (« PSC ») de l'État du Nebraska, d'un tracé modifié du projet Keystone XL en novembre 2017. Le 14 mars 2018, la Cour suprême du Nebraska a convenu de passer outre la cour d'appel et d'entendre elle-même l'appel concernant le tracé modifié de la PSC. Nous nous attendons à ce que la Cour suprême du Nebraska, l'arbitre final, rende sa décision à la fin de 2018 ou au premier trimestre de 2019.

Le permis présidentiel concernant Keystone XL, délivré en mars 2017, a été contesté dans le cadre de deux poursuites distinctes intentées au Montana. Collectivement avec le Département de la justice des États-Unis, nous avons participé activement à ces poursuites pour défendre tant la délivrance du permis que les évaluations environnementales exhaustives à l'appui des démarches du président américain. Les plaidoiries portant sur le

bien-fondé de ces poursuites devraient être entendues vers la fin de mai 2018, et nous estimons que les décisions de la cour pourraient être rendues d'ici la fin de 2018.

La Public Utilities Commission du Dakota du Sud a délivré le permis relatif au projet Keystone XL en juin 2010 et l'a renouvelé en janvier 2016. Un appel de ce renouvellement a été rejeté en juin 2017, et cette décision a ensuite été contestée devant la Cour suprême du Dakota du Sud. Le 6 avril 2018, la Cour suprême a demandé aux parties d'évaluer si la loi confère à la Cour la compétence nécessaire pour entendre l'appel. Les plaidoiries sont prévues en avril 2018 et la décision de la Cour suprême est attendue au deuxième ou au troisième trimestre de 2018.

- **White Spruce** : En février 2018, l'Aberta Energy Regulator (« AER ») a délivré le permis de construction du pipeline White Spruce. Les travaux de construction ont commencé et la mise en service est prévue au deuxième trimestre de 2019.

### Énergie :

- **Monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis** : Le 1<sup>er</sup> mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis qui se poursuit, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail aux États-Unis pour un produit d'environ 23 millions de dollars US et comptabilisé un bénéfice de 10 millions de dollars US (7 millions de dollars US après les impôts).

### Siège social :

- **Dividende sur les actions ordinaires** : Le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,69 \$ par action pour le trimestre qui sera clos le 30 juin 2018 sur les actions ordinaires de TransCanada en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 2,76 \$ par action ordinaire.
- **Régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »)** : Au premier trimestre de 2018, le taux de participation à notre RRD s'est établi à environ 38 % des dividendes sur les actions ordinaires, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 234 millions de dollars d'actions ordinaires aux termes du régime.
- **Programme d'émission d'actions au cours du marché** : Au premier trimestre de 2018, 5,8 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché au prix moyen de 56,51 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 329 millions de dollars. En avril 2018, 1,6 million d'actions ordinaires supplémentaires ont été émises, ce qui porte le produit brut à 415 millions de dollars depuis le début de l'exercice, à un prix moyen de 55,64 \$ l'action ordinaire.
- **Réforme fiscale aux États-Unis et mesures de la FERC de 2018** : En décembre 2016, la FERC a publié un avis d'enquête afin de recueillir des commentaires pour savoir si ses politiques en vigueur entraînaient la double imposition des entités intermédiaires telles que les sociétés en commandite cotées en bourse. L'avis d'enquête fait suite à une décision rendue en juillet 2016 par la cour d'appel des États-Unis pour le District de Columbia dans la cause opposant United Airlines, Inc. *et al.* à la FERC, aux termes de laquelle les tribunaux ont ordonné à la FERC de régler cette question.

Le 22 décembre 2017, la loi intitulée **Tax Cuts and Jobs Act** (la « réforme fiscale aux États-Unis ») a été ratifiée, apportant d'importantes modifications au régime fiscal des États-Unis; le taux d'imposition fédéral des sociétés est notamment passé de 35 % à 21 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Par suite de ce changement de taux, les actifs et les passifs d'impôts reportés liés à nos activités aux États-Unis, y compris les sommes liées à notre quote-part des actifs détenus par TC PipeLines, LP, ont fait l'objet d'une réévaluation au 31 décembre 2017 reflétant l'abaissement du taux d'imposition.

Le 15 mars 2018, la FERC a publié trois documents : 1) un énoncé de politique révisé sur le traitement fiscal aux fins de l'établissement des tarifs pour les sociétés en commandite cotées en bourse; 2) un avis d'ébauche de règle proposant aux gazoducs interétatiques de présenter un rapport non récurrent pour quantifier l'effet de la

réduction du taux d'imposition fédéral et de l'énoncé de politique révisé sur le RCA de chacun des gazoducs, en présumant que l'ajustement des tarifs se ferait en une seule fois; et 3) un nouvel avis d'enquête visant à recueillir des commentaires sur la façon dont la FERC devrait traiter les changements relatifs aux cumuls d'impôts reportés et à l'amortissement des primes (ensemble, les « mesures de la FERC de 2018 »).

Pour plus de renseignements sur ces questions et leurs répercussions sur TransCanada et TC PipeLines, LP, il y a lieu de se reporter à notre rapport de gestion.

### Téléconférence et webémission

Nous tiendrons une téléconférence et une webémission le vendredi 27 avril 2018 pour discuter de nos résultats financiers du premier trimestre de 2018. Russ Girling, président et chef de la direction, et Don Marchand, vice-président directeur et chef des finances, ainsi que d'autres membres de l'équipe de direction de TransCanada, s'entreprendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 13 h (HR) ou à 15 h (HE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800 273-9672 ou le 416 340-2216 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct au [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com) ou à partir de l'URL suivante : [www.gowebcasting.com/9259](http://www.gowebcasting.com/9259).

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HE), le 4 mai 2018; il suffira de composer le 800 408-3053 ou le 905 694-9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 3158821#.

**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](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis dans EDGAR au [www.sec.gov/info/edgar.shtml](http://www.sec.gov/info/edgar.shtml), ainsi que sur le site Web de TransCanada au [www.transcanada.com](http://www.transcanada.com).**

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TransCanada est un chef de file de [l'aménagement responsable](#) et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de transport exploité par TransCanada, l'un des plus vastes au monde, s'étend sur plus de 91 900 kilomètres (57 100 milles) et permet d'accéder à la presque totalité des grands bassins d'approvisionnements gaziers en Amérique du Nord. TransCanada est l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes 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 6 100 mégawatts d'électricité au Canada et aux États-Unis. TransCanada aménage et exploite également l'un des principaux réseaux de pipelines de liquides en Amérique du Nord, qui s'étend sur environ 4 900 kilomètres (3 000 milles) et raccorde des sources de pétrole continentales en plein essor aux grands marchés et raffineries. Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la bourse de Toronto et à la bourse de New York, sous le symbole TRP. Vous pouvez consulter [TransCanada.com](http://TransCanada.com) 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 26 avril 2018 et au rapport annuel de 2017 de TransCanada qui sont classés sous le profil de TransCanada dans SEDAR, à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse [www.sec.gov](http://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 résultat comparable par action, le BAIIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables par action et les fonds provenant de l'exploitation comparables, 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 26 avril 2018.

### **Renseignements aux médias :**

Grady Semmens  
403 920-7859 ou 800 608-7859

### **Renseignements aux investisseurs et analystes :**

David Moneta ou Duane Alexander  
403 920-7911 ou 800 361-6522

# Rapport trimestriel aux actionnaires

## Premier trimestre de 2018

### Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Bénéfice</b>		
Produits	3 424	3 407
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	734	643
par action ordinaire – de base et dilué	0,83 \$	0,74 \$
BAIIA comparable <sup>1</sup>	2 071	1 977
Résultat comparable <sup>1</sup>	870	698
par action ordinaire <sup>1</sup>	0,98 \$	0,81 \$
<b>Flux de trésorerie</b>		
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 412	1 302
Fonds provenant de l'exploitation comparables <sup>1</sup>	1 619	1 508
Flux de trésorerie distribuables comparables <sup>1</sup>		
– compte tenu de toutes les dépenses d'investissement de maintien	1 223	1 203
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	1 447	1 340
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire <sup>1</sup>		
– compte tenu de toutes les dépenses d'investissement de maintien	1,38 \$	1,39 \$
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	1,64 \$	1,55 \$
Dépenses d'investissement <sup>2</sup>	2 096	1 794
<b>Dividendes déclarés</b>		
Par action ordinaire	0,69 \$	0,625 \$
<b>Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)</b>		
– moyenne pondérée de la période	885	866
– émises et en circulation à la fin de la période	891	867

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.

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



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## Rapport de gestion

Le 26 avril 2018

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 clos le 31 mars 2018, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre clos le 31 mars 2018, 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 2017, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2017. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2017. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

### INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

- les changements prévus touchant notre entreprise;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- la croissance prévue du dividende;
- les coûts prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement et ceux qui sont en attente de permis;
- les calendriers projetés dans le cas des projets (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus, y compris l'incidence prévue des récentes modifications des politiques de la FERC;
- 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 répercussions prévues de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

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

### **Hypothèses**

- la poursuite de la réduction progressive de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les taux d'inflation et le prix des produits de base;
- la nature et la portée des activités de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence, notamment celles liées aux récentes modifications des politiques de la FERC;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change, y compris les répercussions de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement.

### **Risques et incertitudes**

- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence, notamment celles liées aux récentes modifications des politiques de la FERC;
- 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, y compris l'avantage économique conféré par les transferts d'actifs à TC PipeLines, LP;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change, y compris les répercussions de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs énoncés dans le présent rapport de gestion et d'autres documents d'information, 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 2017.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

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

### **MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

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

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

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

### **Mesures comparables**

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR et non conformes aux PCGR en fonction de postes particuliers que nous jugeons importants, mais qui ne tiennent pas compte des activités sous-jacentes pendant la période visée. Sauf mention contraire, ces mesures comparables sont calculées d'une manière uniforme d'une période à l'autre et sont ajustées en fonction de postes particuliers pour chaque période au besoin.

Toute décision de ne pas ajuster les chiffres 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 bénéficiaire et des modifications apportées aux taux d'imposition en vigueur;
- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;
- la dépréciation d'immobilisations corporelles, 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

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	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

### Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice et la participation sans contrôle, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net par action ordinaire.

### BAll comparable et BAIIA comparable

Le BAll comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. 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 rentrées nettes liées aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Nous croyons qu'il s'agit d'une mesure utile pour évaluer les flux de trésorerie d'exploitation consolidés étant donné qu'ils excluent les fluctuations des soldes du fonds de roulement, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, nous avons la possibilité de recouvrer la plus grande partie de celles des secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides. C'est pourquoi nous présentons aussi les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire exclusion faite des dépenses d'investissement de maintien recouvrables.

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## Résultats consolidés – premier trimestre de 2018

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Gazoducs – Canada	253	282
Gazoducs – États-Unis	648	561
Gazoducs – Mexique	137	118
Pipelines de liquides	341	227
Énergie	50	198
Siège social	(81)	(33)
<b>Total du bénéfice sectoriel</b>	<b>1 348</b>	<b>1 353</b>
Intérêts débiteurs	(527)	(500)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	105	101
Intérêts créditeurs et autres	63	20
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>989</b>	<b>974</b>
Charge d'impôts	(121)	(200)
<b>Bénéfice net</b>	<b>868</b>	<b>774</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(94)	(90)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>774</b>	<b>684</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(41)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>734</b>	<b>643</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué</b>	<b>0,83 \$</b>	<b>0,74 \$</b>

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 91 millions de dollars, ou 0,09 \$ par action ordinaire, pour le trimestre clos le 31 mars 2018 comparativement à la même période en 2017. Le poste bénéfice net par action ordinaire pour 2018 tient compte de l'effet des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché.

Le bénéfice net des deux périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques, ainsi que certains autres postes particuliers mentionnés ci-dessous, qui ont été retranchés du résultat comparable.

Les résultats de 2017 comprenaient les éléments suivants :

- une charge de 24 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux 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 du maintien des actifs de Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet en 2017. En 2018, les charges de Keystone XL sont capitalisées;
- un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers d'actifs du projet Keystone XL.

Le rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>734</b>	643
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>		
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>136</b>	21
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	24
Perte sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	10
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	7
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(7)
<b>Résultat comparable</b>	<b>870</b>	698
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>0,83 \$</b>	0,74 \$
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>		
Activités de gestion des risques	<b>0,15</b>	0,03
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	0,03
Perte sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	0,01
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	0,01
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(0,01)
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>0,98 \$</b>	0,81 \$

1	Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
		2018	2017
	Commercialisation des liquides	(7)	—
	Installations énergétiques au Canada	2	1
	Installations énergétiques aux États-Unis	(101)	(62)
	Stockage de gaz naturel	(3)	5
	Change	(79)	15
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	52	20
	<b>Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(136)</b>	(21)

Le résultat comparable a augmenté de 172 millions de dollars (0,17 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 31 mars 2018 comparativement à celui de la même période en 2017. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017, de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à l'abaissement des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis et de la diminution des impôts transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique, principalement grâce à une augmentation des produits;

## PREMIER TRIMESTRE DE 2018

- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, du fait que des gains ont été réalisés en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US, alors qu'en 2017, nous avons réalisé des pertes à ce chapitre;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, par suite surtout de la monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et de la poursuite de la réduction progressive de notre entreprise de commercialisation de l'électricité aux États-Unis;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus, en partie compensée par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre clos le 31 mars 2018 tient également compte de l'effet des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et du programme d'émission au cours du marché.



## Mesures de la FERC de 2018

### CONTEXTE

En décembre 2016, la FERC a publié un avis d'enquête afin de recueillir des commentaires pour savoir si ses politiques en vigueur entraînaient la double imposition des entités intermédiaires telles que les sociétés en commandite cotées en bourse. L'avis d'enquête fait suite à une décision rendue en juillet 2016 par la cour d'appel des États-Unis pour le District de Columbia dans la cause opposant United Airlines, Inc. *et al.* à la FERC (la « cause United Airlines »), aux termes de laquelle les tribunaux ont ordonné à la FERC de régler cette question.

Le 22 décembre 2017, la loi intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « réforme fiscale aux États-Unis ») a été ratifiée, apportant d'importantes modifications au régime fiscal des États-Unis; le taux d'imposition fédéral des sociétés est notamment passé de 35 % à 21 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Par suite de ce changement de taux, les actifs et les passifs d'impôts reportés liés à nos activités aux États-Unis, y compris les sommes liées à notre quote-part des actifs détenus par TC PipeLines, LP, ont fait l'objet d'une réévaluation au 31 décembre 2017 reflétant l'abaissement du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis.

Le 15 mars 2018, la FERC a publié trois documents : 1) un énoncé de politique révisé sur le traitement fiscal aux fins de l'établissement des tarifs pour les sociétés en commandite cotées en bourse; 2) un avis d'ébauche de règle proposant aux gazoducs interétatiques de présenter un rapport non récurrent pour quantifier l'effet de la réduction du taux d'imposition fédéral et de l'énoncé de politique révisé sur le rendement des capitaux propres (« RCA ») de chacun des gazoducs, en présumant que l'ajustement des tarifs se ferait en une seule fois; et 3) un nouvel avis d'enquête visant à recueillir des commentaires sur la façon dont la FERC devrait traiter les changements relatifs aux cumuls d'impôts reportés et à l'amortissement des primes (ensemble, les « mesures de la FERC de 2018 »). Chacune de ces mesures est exposée ci-après.

### **Énoncé de politique révisé de la FERC sur le traitement fiscal des sociétés en commandite cotées en bourse**

La FERC a modifié sa politique de longue date concernant le traitement des impôts qui seront compris dans les tarifs que doivent pratiquer les pipelines assujettis à une réglementation fondée sur le coût de service détenus par l'intermédiaire d'une société en commandite cotée en bourse. Selon l'énoncé de politique révisé, les entités constituées en société en commandite cotée en bourse ne sont plus autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs liés au coût du service.

Le 16 avril 2018, nous avons déposé une demande d'éclaircissement et, au besoin, de nouvelle audience de l'énoncé de politique de la FERC formulant nos préoccupations quant au manque de clarté entourant les entités qui ne sont pas strictement structurées en société en commandite cotée en bourse, les entités dont la propriété conjointe est partagée entre une société en commandite cotée en bourse et une société par actions ainsi que les entités détenues par des sociétés cotées en bourse qui sont elles-mêmes détenues en partie par des sociétés par actions. Si nous avons présenté cette demande, c'est parce que selon nous la FERC fait erreur en n'évaluant pas au cas par cas la possibilité pour un gazoduc de recouvrer une portion de sa charge d'impôts; ses décisions invalident un précédent jurisprudentiel applicable, à savoir l'exclusion explicite de la portée de la cause United Airlines; elle n'a pas tenu compte des répercussions de son ordonnance sur l'industrie; et elle a omis de motiver sa décision ou d'en justifier les motifs en versant des preuves substantielles au dossier.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

### **Avis d'ébauche de règle sur les nouveautés fiscales concernant les gazoducs interétatiques**

L'avis d'ébauche de règle propose une réglementation qui nécessiterait la préparation par les gazoducs interétatiques, dans certaines circonstances, d'un rapport (le « Formulaire N° 501-G de la FERC »), présenté une seule fois, dans lequel seraient quantifiées les répercussions sur les tarifs de la réforme fiscale aux États-Unis pour les gazoducs réglementés par la FERC et de l'énoncé de politique révisé sur les gazoducs détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse. En plus de présenter ce rapport non récurrent, un gazoduc aurait quatre options parmi lesquelles choisir :

- présenter un rapport restreint en vertu de l'article 4 de la loi intitulée *Natural Gas Act* selon lequel les tarifs seraient réduits en proportion du pourcentage de réduction du coût du service indiqué dans le Formulaire n° 501-G de la FERC;
- s'engager à déposer soit un règlement tarifaire non contentieux préformaté, soit un dossier tarifaire en vertu de l'article 4, s'il estime que l'option du rapport restreint en vertu de l'article 4 ne se traduirait pas par des tarifs équitables et raisonnables. Si le gazoduc s'engage à déposer l'un ou l'autre dossier d'ici le 31 décembre 2018, la FERC renoncerait à entreprendre une enquête en vertu de l'article 5 de la même loi sur les tarifs pratiqués avant cette date;
- produire une déclaration expliquant les motifs pour lesquels il estime que ses tarifs ne doivent pas être modifiés;
- présenter le rapport non récurrent sans prendre d'autre mesure. La FERC déciderait alors s'il convient qu'elle entreprenne une enquête en vertu de l'article 5 visant tout gazoduc n'ayant pas déposé un rapport restreint en vertu de l'article 4 exposant la réduction des tarifs ou ne s'étant pas engagé à déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4.

Nous avons fait parvenir nos commentaires sur l'avis d'ébauche de règle à la FERC le 25 avril 2018. Nous nous attendons à ce qu'après la période de consultation publique, la FERC rende son ordonnance définitive à la fin de l'été ou au début de l'automne de 2018. Nous sommes à étudier cet avis d'ébauche de règle et les mesures que nous prendrons en conséquence, mais nous ne pensons pas que cet avis ou l'énoncé de politique révisé décrit ci-dessus aient un effet immédiat ou rétroactif.

### **Avis d'enquête sur les répercussions de la réforme fiscale aux États-Unis sur les tarifs régis par la FERC**

Dans son avis d'enquête, la FERC cherche à recueillir des commentaires sur les répercussions de la réforme fiscale aux États-Unis afin de déterminer quelles sont les mesures qu'elle doit encore prendre, le cas échéant, relativement aux cumuls d'impôts reportés qui ont été perçus auprès des expéditeurs en prévision de leur paiement à l'Internal Revenue Service, mais qui ne correspondent plus exactement aux passifs réglementaires futurs. L'avis d'enquête recueille aussi des commentaires sur l'élimination de l'amortissement des primes imposée aux gazoducs réglementés ainsi que sur d'autres aspects de la réforme fiscale aux États-Unis. Nous prévoyons de formuler des commentaires relativement à cet avis d'enquête d'ici le 21 mai 2018.

### **INCIDENCE DES MESURES DE LA FERC DE 2018 SUR TRANSCANADA**

Les gazoducs que nous détenons aux États-Unis n'ont pas tous la même structure organisationnelle sur le plan de la propriété. Nous ne prévoyons pas que, si les mesures de la FERC de 2018 sont ratifiées dans leur forme proposée, l'énoncé de politique révisé aura une incidence significative sur les bénéfices et les flux de trésorerie que nous tirons des gazoducs aux États-Unis que nous détenons directement, notamment ceux d'ANR, de Columbia Gas et de Columbia Gulf. En effet, nous détenons ces gazoducs par l'intermédiaire de sociétés en propriété exclusive imposables qui dégagent une part considérable de leurs produits d'exploitation en fonction de tarifs sans recours. En vertu des règlements en vigueur, Columbia Gas est tenue d'ajuster certains de ses tarifs avec recours pour qu'ils tiennent compte de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis entrée en vigueur le 22 décembre 2017, le changement de taux devant être appliqué à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Comme ANR, Columbia Gas et Columbia Gulf, ainsi que d'autres actifs réglementés détenus en propriété exclusive, seront un jour assujettis à de nouvelles instances tarifaires, dont certaines pourraient intervenir plus tôt que prévu en raison de l'avis d'ébauche de règle publié en mars 2018, il est possible que les tarifs futurs soient modifiés de manière prospective par suite de la réforme fiscale

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

aux États-Unis; il est cependant probable que l'effet de cette dernière serait considérablement atténué par la réduction du taux d'imposition des sociétés. Par conséquent, nous prévoyons que les répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur les bénéfiques et les flux de trésorerie de nos gazoducs en propriété exclusive aux États-Unis seront limitées. Par ailleurs, l'énoncé de politique révisé mentionne l'interdiction pour les pipelines de liquides détenus par l'intermédiaire de sociétés en commandite cotées en bourse de recouvrer une portion de leur charge d'impôts au moyen des tarifs. Nous ne pensons pas que cette mesure aura une incidence sur nos pipelines de liquides aux États-Unis, car ils ne sont pas structurés sous forme de sociétés en commandite cotées en bourse.

### **Financement**

Si aucun changement n'est apporté aux mesures de la FERC de 2018 et qu'aucune disposition d'atténuation de leurs répercussions n'est trouvée, puis appliquée, les cessions d'actifs à TC PipeLines, LP ne seront plus considérées comme un moyen de financement viable. En outre, le programme d'émission au cours du marché de TC PipeLines, LP n'est pas utilisé pour le moment. Il n'est pas certain que ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir. Nous croyons cependant que les flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de nos activités d'exploitation, l'accès aux marchés des capitaux que nous confèrent notamment notre programme d'émission au cours du marché et notre RRD, la gestion de notre portefeuille, les fonds en caisse et nos importantes facilités de crédit confirmées nous procurent la capacité financière nécessaire au financement de notre programme d'investissement actuel.

### **Répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur TC PipeLines, LP**

Nous prévoyons que les mesures de la FERC de 2018, si elles sont ratifiées dans leur forme proposée, auront des répercussions défavorables sur les gazoducs aux États-Unis que nous détenons, en propriété exclusive ou non, par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP. C'est en particulier le cas du changement de politique qui envisage d'interdire le recouvrement de la charge d'impôt à même les tarifs des gazoducs détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse. Environ la moitié des produits d'exploitation de TC PipeLines, LP, y compris la quote-part des produits qu'elle tire des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, sont dégagés aux termes de tarifs sans recours. Toutefois, le reste des produits, dégagés aux termes de tarifs avec recours, devrait reculer lorsque les tarifs seront ajustés et qu'il n'y aura pas de compensation par le truchement de la charge d'impôts payée. À l'heure actuelle, les gazoducs détenus par TC PipeLines, LP ne sont pas tenus de déposer de nouvelles demandes de nouveaux tarifs avant 2022; toutefois, cette échéance pourrait être devancée en raison de l'avis d'ébauche de règle, sauf pour les gazoducs qui sont protégés par un moratoire. Bien qu'il existe nombre d'incertitudes en ce qui concerne les changements qu'apporteront les mesures de la FERC en 2018, ces mesures, si nous ne trouvons pas de dispositions d'atténuation, pourraient avoir une incidence négative significative sur les bénéfiques, les flux de trésorerie et la situation financière de TC PipeLines, LP. Pour 2018, ces répercussions devraient être limitées, mais à mesure que les ajustements de tarifs entreront en vigueur par suite des ententes conclues avec les clients et la FERC, les répercussions sur les périodes à venir pourraient s'avérer plus marquées. Comme notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffre à environ 25 %, les répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur TC PipeLines, LP ne devraient pas être trop importantes sur nos bénéfiques ou nos flux de trésorerie consolidés.

Nous surveillons de près l'évolution de ces questions afin d'en mesurer l'incidence sur TC PipeLines, LP et d'élaborer une stratégie qui nous positionnerait au mieux dans un horizon à long terme. Comme il a été mentionné plus haut, nous n'envisageons pas de transférer de nouveaux actifs à TC PipeLines, LP, car ces transferts ne sont pas, pour le moment, considérés comme un moyen de financement viable.

### **Autres considérations**

Outre les effets directs des mesures de la FERC de 2018, chaque gazoduc sera évalué séparément, de même que toutes ses composantes de coût de service, dans le but de déterminer si les tarifs sont réputés équitables et raisonnables. Dans les cas où un gazoduc réaliserait un RCA supérieur ou inférieur à ce qui est considéré comme équitable et raisonnable, il se pourrait que des ajustements prospectifs supplémentaires soient apportés aux tarifs futurs. L'effet de ces modifications éventuelles sur nos bénéfiques et nos flux de trésorerie ne devrait pas être important. De plus, les effets des

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

mesures de la FERC de 2018 sur certains gazoducs dont la propriété est partagée par une société par actions et une société en commandite cotée en bourse, ou détenus selon une autre structure de propriété, sont encore obscurs à l'heure actuelle; il est prévu que la FERC fournira des éclaircissements à ce sujet lors d'instances à venir. Nous surveillons les développements de ce dossier et en évaluerons les effets lorsque de nouvelles informations seront connues.

### **Considérations sur la dépréciation**

Nous passons en revue les immobilisations corporelles et les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable.

L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus souvent si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il s'est déprécié, ce que nous pouvons déterminer dans un premier temps en fonction de facteurs qualitatifs. Si nous concluons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, nous ne procédons pas au test de dépréciation.

D'ici à ce que les mesures de la FERC de 2018 soient définitives, que les exigences de mise en application soient éclaircies, notamment l'application des mesures aux actifs en partie détenus par une société en commandite cotée en bourse ou détenus par l'intermédiaire de structures qui ne comportent pas de société en commandite cotée en bourse, et que nous aurons, de concert avec TC Pipelines, LP, effectué une évaluation exhaustive des avenues respectives qui s'offrent à nous pour atténuer au mieux les mesures de la FERC de 2018, nous pensons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de nos unités d'exploitation soit inférieure à leur valeur comptable respective. Par conséquent, nous n'avons pas soumis l'écart d'acquisition à un test de dépréciation. De plus, nous avons déterminé que rien n'indique que la valeur comptable de nos immobilisations corporelles et de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation sur lesquelles pourraient influencer les mesures proposées par la FERC ne sera pas recouvrable. Nous continuerons de surveiller ces développements et de soumettre notre écart d'acquisition à des tests de dépréciation au besoin. Nous passerons aussi en revue nos immobilisations corporelles et nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer si leur valeur comptable est recouvrable lorsque de nouvelles informations seront connues.

Au 31 décembre 2017, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. Il y a un risque que les mesures de la FERC de 2018, lorsqu'elles seront définitives, entraînent une dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes. Le solde de celui-ci se chiffrait à 573 millions de dollars US au 31 mars 2018 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2017). Il y a aussi un risque que l'écart d'acquisition de Tuscarora, dont le solde se chiffrait à 82 millions de dollars US au 31 mars 2018 (82 millions de dollars US au 31 décembre 2017) subisse l'effet négatif des mesures de la FERC de 2018.

## Réforme fiscale aux États-Unis

Conformément à la réforme fiscale adoptée aux États-Unis, nous avons comptabilisé des passifs réglementaires nets et une réduction correspondante du montant net des passifs d'impôts reportés de 1 686 millions de dollars au 31 décembre 2017 relativement à nos gazoducs aux États-Unis assujettis aux normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR »). Ces montants demeurent provisoires, car notre interprétation, notre évaluation et notre mode de présentation de l'effet de la réforme fiscale aux États-Unis pourraient être clarifiés à mesure que des directives complémentaires seront fournies par les autorités réglementaires, fiscales et comptables. Si de telles directives complémentaires devaient effectivement être fournies par ces autorités ou d'autres sources au cours de la période d'évaluation de un an consentie par la SEC, nous réétudierons ces montants provisoires et les ajusterons au besoin. Aucun ajustement n'a été apporté au cours du premier trimestre de 2018, sauf pour l'amortissement dont il est question ci-dessous. Nous pourrions apporter des ajustements prospectifs aux passifs réglementaires liés à nos gazoducs assujettis à la CATR lorsque les mesures de la FERC de 2018 seront dans leur forme définitive et qu'elles entreront en vigueur.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, les passifs réglementaires sont amortis selon la méthode inversée de la Géorgie du Sud. Selon cette méthode, les entités à tarifs réglementés déterminent l'amortissement en fonction de leur taux d'amortissement composé et entament immédiatement sa comptabilisation. Un amortissement de 9 millions de dollars du passif réglementaire net a été comptabilisé dans les produits au premier trimestre de 2018.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## 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 21 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 bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte des investissements de maintien, des intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison des conditions du marché, de modifications mineures du tracé, des conditions d'obtention des permis, du calendrier des travaux et des dates relatives aux permis réglementaires.

### Projets à court terme

(non audité – en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable au 31 mars 2018
<b>Gazoducs – Canada</b>			
Réseau principal au Canada	2018-2021	0,2	—
Réseau de NGTL	2018	0,6	0,4
	2019	2,4	0,4
	2020	1,7	0,1
	2021+	2,5	—
<b>Gazoducs – États-Unis</b>			
Columbia Gas			
Mountaineer XPress	2018	3,0 US	0,7 US
WB XPress	2018	0,9 US	0,5 US
Modernisation II	2018-2020	1,1 US	0,2 US
Buckeye XPress	2020	0,2 US	—
Columbia Gulf			
Gulf XPress	2018	0,6 US	0,3 US
Autres <sup>1</sup>	2018-2020	0,3 US	0,1 US
<b>Gazoducs – Mexique</b>			
Sur de Texas <sup>2</sup>	2018	1,3 US	1,1 US
Villa de Reyes	2018	0,8 US	0,5 US
Tula	2019	0,7 US	0,5 US
<b>Pipelines de liquides</b>			
White Spruce	2019	0,2	—
<b>Énergie</b>			
Napanee	2018	1,3	1,1
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>3</sup>	jusqu'en 2020	0,9	0,3
		<b>18,7</b>	<b>6,2</b>
Incidence du change sur les projets à court terme <sup>4</sup>		<b>2,6</b>	<b>1,1</b>
<b>Total des projets à court terme</b> (en dollars CA)		<b>21,3</b>	<b>7,3</b>

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

2 Reflète notre quote-part.

3 Reflète 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 l'arrêt majeur pour remise à neuf du réacteur 6 devant s'amorcer en 2020.

4 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,29 au 31 mars 2018.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## 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 assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale et/ou des processus réglementaires complexes, mais ils sont tous garantis sur le plan commercial, sauf indication contraire.

(non audité – en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet	Valeur comptable au 31 mars 2018
<b>Gazoducs – Canada</b>		
Projets liés au GNL de la côte Ouest du Canada		
Coastal GasLink	4,8	0,4
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
<b>Pipelines de liquides</b>		
Heartland et terminaux de TC <sup>1</sup>	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 <sup>2</sup>	0,7	—
Keystone XL <sup>3</sup>	8,0 US	0,3 US
Terminal Hardisty <sup>1,3</sup>	0,3	0,1
<b>Énergie</b>		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>2</sup>	5,3	—
	21,9	0,9
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme <sup>4</sup>	2,3	0,1
<b>Projets à moyen et à long terme (en dollars CA)</b>	<b>24,2</b>	<b>1,0</b>

1 Les approbations réglementaires ont été obtenues et nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.

2 Réflète notre quote-part.

3 La valeur comptable tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

4 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,29 au 31 mars 2018.

## Perspectives

### Résultats comparables consolidés

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard des résultats comparables de 2018 ont augmenté par rapport à celles énoncées dans le rapport annuel de 2017 en raison surtout de la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et d'un apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides au premier trimestre de 2018. Nous ne prévoyons pas que les mesures de la FERC de 2018 auront une incidence significative sur notre bénéfice ou nos flux de trésorerie en 2018. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

### Dépenses d'investissement consolidées

Nous prévoyons d'affecter environ 10 milliards de dollars en 2018 aux projets de croissance, aux investissements de maintien et aux apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour 2018. L'augmentation des dépenses d'investissement par rapport au montant indiqué dans le rapport annuel de 2017 reflète principalement les dépenses supplémentaires nécessaires pour l'achèvement de la construction prévue dans le cadre de notre programme d'investissement à court terme de 2018, ce qui comprend les projets de Columbia Gas, de même que la capitalisation des coûts destinés à l'avancement de nos projets à moyen et long terme.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## 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).

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Réseau de NGTL	271	230
Réseau principal au Canada	193	247
Autres <sup>1</sup>	30	27
<b>BAIIA comparable</b>	<b>494</b>	504
Amortissement	(241)	(222)
<b>BAII comparable et bénéfice sectoriel</b>	<b>253</b>	282

<sup>1</sup> Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne de Great Lakes, la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM, les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs au Canada.

Le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada a diminué de 29 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, 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 recouverts presque en totalité par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

trimestres clos les 31 mars (non audité – en millions de dollars)	Réseau de NGTL		Réseau principal au Canada	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net	92	82	37	52
Base d'investissement moyenne	9 091	7 853	3 817	4 103

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 10 millions de dollars comparativement à la même période en 2017, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui s'explique par l'expansion constante du réseau. En attendant la décision de l'ONÉ à l'égard de notre demande de règlement sur les besoins en produits pour 2018 et 2019, le bénéfice du réseau de NGTL reflète les termes du dernier règlement approuvé, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %; des revenus incitatifs de néant ont été comptabilisés en 2018.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 15 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, en raison principalement du fait que nous n'avons pas inscrit de revenus incitatifs en 2018 en attendant la décision de l'ONÉ sur l'examen des tarifs pour la période 2018-2020. Comme l'a ordonné l'ONÉ, le réseau principal au Canada a déposé une demande d'approbation des tarifs pour cette période le 18 décembre 2017.

### AMORTISSEMENT

L'amortissement a progressé de 19 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, principalement en raison des installations qui ont été mises en service pour le réseau de NGTL.



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## Gazoducs – États-Unis

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).

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Columbia Gas	231	185
ANR	141	122
TC PipeLines, LP <sup>1,2,3</sup>	39	32
Great Lakes <sup>4</sup>	35	27
Midstream	30	23
Columbia Gulf	26	18
Autres gazoducs aux États-Unis <sup>3,5</sup>	15	28
Participations sans contrôle <sup>6</sup>	118	108
<b>BAIIA comparable</b>	<b>635</b>	<b>543</b>
Amortissement	(122)	(112)
<b>BAII comparable</b>	<b>513</b>	<b>431</b>
Incidence du change	135	140
<b>BAII comparable (en dollars CA)</b>	<b>648</b>	<b>571</b>
Postes particuliers :		
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(10)
<b>Bénéfice sectoriel (en dollars CA)</b>	<b>648</b>	<b>561</b>

- 1 Les résultats tiennent compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans GTN, Great Lakes, Iroquois, Northern Border, Bison, PNGTS, North Baja et Tuscarora, de même que les frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP.
- 2 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. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP s'est située entre 25,7 % et 25,5 %, alors qu'elle s'était située entre 26,8 % et 26,4 % pour la période correspondante de 2017.
- 3 TC PipeLines, LP a acquis 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois et notre participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS le 1<sup>er</sup> juin 2017.
- 4 Ces données représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,45 %.
- 5 Ces données comprennent les résultats de notre participation directe dans Iroquois, Crossroads et PNGTS (jusqu'au 1<sup>er</sup> juin 2017) et notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs aux États-Unis.
- 6 Ces données représentent les résultats attribuables aux portions de TC PipeLines, LP, de PNGTS (jusqu'au 1<sup>er</sup> juin 2017) et de CPPL (jusqu'au 17 février 2017) qui ne nous appartiennent pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 87 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017.

Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 mars 2017 comprenait une charge de 10 millions de dollars avant les impôts se rapportant aux coûts d'intégration et d'acquisition associés à l'acquisition de Columbia. Ce montant a été exclu 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. 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.

## PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 mars 2018 a augmenté de 92 millions de dollars US, par rapport à la même période en 2017, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service, les ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et les prix des produits de base favorables obtenus par Midstream;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement du passif réglementaire net comptabilisé en 2017 par suite de la réforme fiscale aux États-Unis.

**AMORTISSEMENT**

L'amortissement a augmenté de 10 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, principalement en raison des projets mis en service par Columbia Gas.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente).

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Topolobampo	44	40
Tamazunchale	31	29
Mazatlán	20	16
Guadalajara	19	17
Sur de Texas <sup>1</sup>	9	4
Autres	4	—
<b>BAIIA comparable</b>	<b>127</b>	106
Amortissement	(19)	(17)
<b>BAll comparable</b>	<b>108</b>	89
Incidence du change	29	29
<b>BAll comparable et bénéfice sectoriel</b> (en dollars CA)	<b>137</b>	118

1 Ces données représentent notre participation de 60 %.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 19 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, et il est équivalent au BAll comparable. Le résultat des activités que nous menons au Mexique est soutenu par des contrats à long terme procurant des produits stables et principalement libellés en dollars US et il est tributaire des coûts relatifs à la prestation des services. L'affaiblissement du dollar américain a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre clos le 31 mars 2018 s'est accru de 21 millions de dollars US par rapport à la même période en 2017, en raison principalement des facteurs suivants :

- les produits plus élevés tirés de nos activités;
- la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas, au titre duquel une provision pour les fonds utilisés pendant la construction est comptabilisée, déduction faite des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par Transcanada; les intérêts sur le prêt intersociétés sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

### AMORTISSEMENT

L'amortissement est resté à peu près constant pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## 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).

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Réseau d'oléoducs Keystone	340	306
Pipelines en Alberta	39	—
Autres <sup>1</sup>	52	6
<b>BAIIA comparable</b>	<b>431</b>	312
Amortissement	(83)	(77)
<b>BAII comparable</b>	<b>348</b>	235
Postes particuliers :		
Activités de gestion des risques	(7)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(8)
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>341</b>	227
<b>BAII comparable libellé comme suit :</b>		
Dollars CA	93	55
Dollars US	202	135
Incidence du change	53	45
	<b>348</b>	235

1 Ce poste comprend principalement les activités de commercialisation des liquides et d'expansion des affaires.

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 114 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, et il tient compte des éléments suivants :

- des pertes non réalisées en 2018 découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides;
- en 2017, une charge de 8 millions de dollars au titre du maintien des actifs de Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet. En 2018, les charges de Keystone XL sont capitalisées.

Le bénéfice du secteur Pipelines de liquides 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 du réseau d'oléoducs Keystone 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 119 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018 par rapport à la même période en 2017, en raison de l'effet net des éléments suivants :

- l'apport des pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, qui ont commencé leur exploitation au second semestre de 2017;
- l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides;
- l'affaiblissement du dollar américain, qui a eu une incidence négative sur le résultat équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

### **AMORTISSEMENT**

L'amortissement a augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, en raison du moment de la mise en service de nouvelles installations, partiellement contrebalancé par l'affaiblissement du dollar américain.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## Énergie

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).

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Installations énergétiques au Canada		
Installations énergétiques de l'Ouest	37	30
Installations énergétiques de l'Est <sup>1</sup>	82	94
Bruce Power <sup>1</sup>	54	91
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US) <sup>2</sup>	6	54
Incidence du change sur les installations énergétiques aux États-Unis	2	18
Installations de stockage de gaz naturel et autres	7	21
Expansion des affaires	(4)	(3)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>184</b>	<b>305</b>
Amortissement	(32)	(40)
<b>BAI comparable</b>	<b>152</b>	<b>265</b>
Postes particuliers :		
Activités de gestion des risques	(102)	(56)
Perte sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(11)
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>50</b>	<b>198</b>

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

2 Au deuxième trimestre de 2017, nous avons mené à bien la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur de l'énergie a diminué de 148 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, et il comprenait les postes particuliers suivants :

- les gains et pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés et qui sont indiqués dans le tableau ci-après;
- en 2017, des coûts de 11 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la monétisation de notre entreprise de production d'électricité du nord-est des États-Unis.

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Installations énergétiques au Canada	2	1
Installations énergétiques aux États-Unis	(101)	(62)
Stockage de gaz naturel	(3)	5
<b>Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(102)</b>	<b>(56)</b>

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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a chuté de 121 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018 comparativement à la même période en 2017, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis par suite de la vente de nos actifs de production d'électricité au deuxième trimestre de 2017 et de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis, en partie compensé par le produit comptabilisé sur la vente de nos contrats de vente au détail au premier trimestre de 2018;
- la baisse du résultat de Bruce Power, par suite essentiellement de la diminution des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la diminution du résultat des activités de stockage de gaz naturel, imputable principalement au rétrécissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké;
- la réduction du résultat des installations énergétiques de l'Est, qui s'explique surtout par la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario, en décembre 2017;
- la hausse du résultat des installations énergétiques de l'Ouest sous l'effet des prix plus élevés obtenus sur des volumes d'électricité accrus.

## AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018 comparativement à la même période en 2017 par suite de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017.

## BRUCE POWER

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

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :		
Produits	371	401
Charges d'exploitation	(227)	(224)
Amortissement et autres	(90)	(86)
<b>BAIIA comparable et BAII comparable<sup>1</sup></b>	<b>54</b>	<b>91</b>
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>		
Capacité disponible des centrales <sup>2</sup>	85 %	89 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	74	56
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	31	17
Volumes des ventes (en GWh) <sup>1</sup>	5 696	5 983
Prix de vente réalisé par MWh <sup>3</sup>	67 \$	67 \$

1 Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,4 % en 2017) 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.

## PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Les travaux à effectuer sur le réacteur 1, qui avaient nécessité une période d'arrêt de l'exploitation, ont été achevés au premier trimestre de 2018. Une période d'arrêt a commencé en mars 2018 en raison de travaux à effectuer sur le réacteur 4, qui devraient être achevés au deuxième trimestre de 2018. Des travaux d'entretien prévus des réacteurs 3 et 8 de Bruce Power devraient avoir lieu au deuxième semestre de 2018. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2018 devrait se situer dans le haut de la fourchette de 80 % à 90 %.



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## 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).

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
BAIIA comparable et BAII comparable	(2)	(4)
Postes particuliers :		
Perte de change – prêt intersociétés <sup>1</sup>	(79)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(29)
<b>Perte sectorielle</b>	<b>(81)</b>	<b>(33)</b>

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 augmenté de 48 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018 comparativement à la même période en 2017, et elle comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du BAII comparable :

- en 2018, la perte de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos et lié au projet Sur de Texas, qui représente notre quote-part du financement de celui-ci. Un gain de change correspondant est comptabilisé dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés et compense la totalité de cette perte;
- en 2017, les coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de Columbia, avant les impôts.

## AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

### Intérêts débiteurs

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur</b>		
Libellés en dollars CA	(134)	(108)
Libellés en dollars US	(314)	(317)
Incidences du change	(83)	(103)
	<b>(531)</b>	<b>(528)</b>
Intérêts divers et charge d'amortissement	(22)	(17)
Intérêts capitalisés	26	45
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(527)</b>	<b>(500)</b>

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, 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, déduction faite des titres échus;
- le remboursement final des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017, qui s'est traduit par une baisse des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement de la dette;
- l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US;
- la diminution des intérêts capitalisés, principalement par suite de l'achèvement de la construction de Grand Rapids et de Northern Courier en 2017.

### Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Libellée en dollars CA	20	50
Libellée en dollars US	67	38
Incidence du change	18	13
<b>Provision pour les fonds utilisés pendant la construction</b>	<b>105</b>	<b>101</b>

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a augmenté de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018 par rapport à celle de la même période de 2017.

Cette diminution de la provision libellée en dollars canadiens découle surtout de notre décision, prise en octobre 2017, de renoncer au pipeline Énergie Est.

La hausse de la provision libellée en dollars américains s'explique principalement par l'investissement supplémentaire et les tarifs plus élevés à l'égard des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, ainsi que par l'investissement continu dans des projets au Mexique.

### Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable</b>	<b>63</b>	<b>5</b>
Postes particuliers :		
Gain de change – prêt intersociétés	79	—
Activités de gestion des risques	(79)	15
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>63</b>	<b>20</b>

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 43 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les intérêts créditeurs et le gain de change de 79 millions de dollars sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Les intérêts débiteurs et la perte de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation des secteurs Gazoducs – Mexique et Siège social, respectivement. Les deux montants liés au change sont exclus du résultat comparable;
- les pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques en 2018, alors qu'en 2017 ces activités avaient dégagé des gains non réalisés. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;

## PREMIER TRIMESTRE DE 2018

- les gains réalisés en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains, alors qu'en 2017 des pertes réalisées avaient été inscrites à ce chapitre.

**Charge d'impôts**

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable</b>	<b>(173)</b>	(244)
Postes particuliers :		
Activités de gestion des risques	52	20
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	15
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	7
Perte sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	1
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	1
<b>Charge d'impôts</b>	<b>(121)</b>	(200)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 71 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, ce qui découle principalement de la diminution des taux d'imposition faisant suite à la réforme fiscale aux États-Unis et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

**Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle**

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle</b>	<b>(94)</b>	(90)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018, comparativement à la même période en 2017, principalement en raison de la hausse des résultats, en partie contrée par l'acquisition, en février 2017, des parts ordinaires résiduelles détenues dans le public et en circulation de CPPL.

**Dividendes sur les actions privilégiées**

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>(40)</b>	(41)

## Faits récents

### GAZODUCS – CANADA

#### Réseau de NGTL

Le programme d'expansion du réseau de NGTL pour 2017 est maintenant achevé et des installations d'une valeur d'environ 160 millions de dollars ont été mises en service depuis le 31 décembre 2017, notamment le gazoduc reliant la boucle du réseau principal du Nord-Ouest à Boundary Lake le 2 avril 2018. Dans le cadre du programme d'expansion de 2017, de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 230 km (143 milles) et des postes de compression supplémentaires ont été ajoutés et la capacité du réseau de NGTL a été accrue d'environ 535 TJ/j (500 Mpi<sup>3</sup>/j).

Le 20 mars 2018, nous avons annoncé la conclusion fructueuse d'une invitation à soumissionner en vue d'un nouvel accroissement de la capacité du point de livraison des exportations Empress/McNeill, pour une entrée en service prévue en novembre 2021. Les soumissions visant l'offre de 300 TJ/j (280 Mpi<sup>3</sup>/j) ont dépassé les besoins, et la durée moyenne des contrats octroyés est d'environ 22 ans. Les installations et les capitaux requis aux fins de l'expansion n'ont pas été arrêtés définitivement; nous nous attendons actuellement à majorer de 120 millions de dollars le programme d'investissement de 7,2 milliards de dollars du réseau de NGTL.

#### Projet de croisement de Sundre

Le 9 avril 2018, nous avons annoncé la mise en service du projet de croisement de Sundre. Ce projet de pipeline d'environ 100 millions de dollars ajoute 245 TJ/j (228 Mpi<sup>3</sup>/j) à la capacité du réseau de NGTL à notre point de livraison des exportations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, assurant un meilleur raccordement avec les principaux marchés en aval de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique et de la Californie.

#### Règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL

Le 23 mars 2018, nous avons présenté à l'ONÉ une demande d'approbation d'un règlement négocié avec nos clients et d'autres parties intéressées relativement aux coûts annuels requis pour exploiter le réseau de NGTL en 2018 et en 2019 ainsi qu'aux tarifs définitifs pour 2018 et aux tarifs provisoires révisés pour 2018. Aux termes du règlement, le RCA est fixé à 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et le taux d'amortissement composé est porté de 3,18 % à 3,45 %. Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont établis à 225 millions de dollars pour 2018 et à 230 millions de dollars pour 2019, et un mécanisme de partage à parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel de ces coûts est prévu. Tous les autres coûts, y compris les charges de maintien de l'intégrité des gazoducs et les coûts liés aux émissions, sont traités comme des coûts transférables. L'ONÉ étudie actuellement les commentaires des parties intéressées, et nous nous attendons à obtenir une décision concernant notre demande au deuxième trimestre de 2018.

#### Réseau principal au Canada

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

Le 16 mars 2018, l'ONÉ nous a signifié que notre entente supplémentaire avec les entreprises de distribution locales de l'Est, déposée le 18 décembre 2017, fera l'objet d'une audience publique. Nous devons soumettre notre contre-preuve d'ici le 18 septembre 2018. L'ONÉ fournira de plus amples informations concernant l'audience verbale ou par écrit qui permettra d'examiner les documents soumis par écrit par les parties intéressées.

##### Projet d'expansion du poste de compression Maple

Nous attendons toujours la décision de l'ONÉ concernant notre demande d'approbation du projet et nous passons en revue les plans de projet afin de respecter nos échéanciers de mise en service.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

### Projet d'accès à Cameron

Le projet d'accès à Cameron, qui a été mis en service le 13 mars 2018, est un projet de Columbia Gulf conçu pour assurer le transport d'environ 0,9 PJ/j (0,8 Gpi<sup>3</sup>/j) de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane.

### Projets Mountaineer XPress et WB XPress

Au premier trimestre de 2018, les coûts estimatifs de 3,0 milliards de dollars US pour le projet Mountaineer XPress et de 0,9 milliard de dollars US pour le projet WB XPress ont été majorés de 0,4 milliard de dollars US et de 0,1 milliard de dollars US, respectivement. Ces hausses s'expliquent essentiellement par des retards dans l'obtention des autorisations réglementaires de la FERC et d'autres organismes gouvernementaux, par l'accroissement des coûts liés aux travaux de construction donnés en sous-traitance en raison de la demande inhabituelle de ressources de construction dans la région et par les modifications apportées aux plans de travail et aux ressources des entrepreneurs afin de maintenir les dates de mise en service prévues par la société.

### Règlements tarifaires relatifs à Great Lakes et à Northern Border

En février 2018, la FERC a approuvé le règlement tarifaire relatif à Great Lakes pour 2017 et le règlement tarifaire relatif à Northern Border pour 2017, lesquels n'ont pas été contestés.

## GAZODUCS – MEXIQUE

### Tula et Villa de Reyes

Nous continuons de travailler avec la CFE pour fixer les derniers détails de la modification des conventions visant ces deux gazoducs afin d'établir officiellement le calendrier et les paiements découlant des événements de force majeure qui ont touché chacun des gazoducs. La CFE a commencé le versement des paiements pour les deux gazoducs aux termes des contrats de transport.

### Sur de Texas

La construction de l'infrastructure extracôtière est achevée à environ 80 % et le projet avance toujours en vue de sa mise en service prévue vers la fin de 2018.

## PIPELINES DE LIQUIDES

### Keystone XL

En décembre 2017, des intervenants ont interjeté appel auprès de la cour d'appel du Nebraska de l'approbation, par la Public Service Commission (« PSC ») de l'État du Nebraska, d'un tracé modifié du projet Keystone XL en novembre 2017. Le 14 mars 2018, la Cour suprême du Nebraska a convenu de passer outre la cour d'appel et d'entendre elle-même l'appel concernant le tracé modifié de la PSC. Nous nous attendons à ce que la Cour suprême du Nebraska, l'arbitre final, rende sa décision à la fin de 2018 ou au premier trimestre de 2019.

Le permis présidentiel concernant Keystone XL, délivré en mars 2017, a été contesté dans le cadre de deux poursuites distinctes intentées au Montana. Collectivement avec le Département de la justice des États-Unis, nous avons participé activement à ces poursuites pour défendre tant la délivrance du permis que les évaluations environnementales exhaustives à l'appui des démarches du président américain. Les plaidoiries portant sur le bien-fondé de ces poursuites devraient être entendues vers la fin de mai 2018, et nous estimons que les décisions de la cour pourraient être rendues d'ici la fin de 2018.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

La Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud a délivré le permis relatif au projet Keystone XL en juin 2010 et l'a renouvelé en janvier 2016. Un appel de ce renouvellement a été rejeté en juin 2017, et cette décision a ensuite été contestée devant la Cour suprême du Dakota du Sud. Le 6 avril 2018, la Cour suprême a demandé aux parties d'évaluer si la loi confère à la Cour la compétence nécessaire pour entendre l'appel. Les plaidoiries sont prévues en avril 2018 et la décision de la Cour suprême est attendue au deuxième ou au troisième trimestre de 2018.

### **White Spruce**

En février 2018, l'AER a délivré le permis de construction du pipeline White Spruce. Les travaux de construction ont commencé et la mise en service est prévue au deuxième trimestre de 2019.

## **ÉNERGIE**

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

Le 1<sup>er</sup> mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis qui se poursuit, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail aux États-Unis pour un produit d'environ 23 millions de dollars US et comptabilisé un bénéfice de 10 millions de dollars US (7 millions de dollars US après les impôts).

## 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, à la gestion de notre portefeuille, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Compte tenu des mesures de la FERC de 2018, les cessions d'actifs à TC PipeLines, LP ne seront plus considérées comme un moyen de financement viable. En outre, le programme d'émission au cours du marché de TC PipeLines, LP n'est pas utilisé pour le moment. Il n'est pas certain que ces options de financement pourront à nouveau être concurrentielles dans l'avenir. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Au 31 mars 2018, notre actif à court terme s'élevait à 4,6 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,9 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 7,3 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance de 5,2 milliards de dollars au 31 décembre 2017. 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 financiers;
- nos facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 9,1 milliards de dollars reste inutilisée.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

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

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 412	1 302
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	207	155
Fonds provenant de l'exploitation <sup>1</sup>	1 619	1 457
Postes particuliers :		
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	32
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	8
Perte nette sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	11
<b>Fonds provenant de l'exploitation comparables<sup>1</sup></b>	<b>1 619</b>	<b>1 508</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(39)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(69)	(80)
Dépenses d'investissement de maintien		
– recouvrables à même les droits futurs	(224)	(137)
– autres	(64)	(49)
<b>Flux de trésorerie distribuables comparables<sup>1</sup></b>		
– compte tenu de toutes les dépenses d'investissement de maintien	1 223	1 203
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	1 447	1 340
<b>Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire<sup>1</sup></b>		
– compte tenu de toutes les dépenses d'investissement de maintien	1,38 \$	1,39 \$
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	1,64 \$	1,55 \$

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**

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos activités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu.

Malgré la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis qui s'est poursuivie, les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 111 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018 par rapport à ceux de la période correspondante de 2017. Cette hausse est principalement attribuable à l'accroissement du BAIIA comparable (exclusion faite du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation) et à l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, facteurs atténués par la hausse des intérêts débiteurs.



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**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.

L'augmentation des flux de trésorerie distribuables comparables pour le trimestre clos le 31 mars 2018 comparativement à la période correspondante de 2017 s'explique principalement par la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables décrite ci-dessus, en partie contrebalancée par l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien recouvrables dans les gazoducs au Canada et aux États-Unis. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire du trimestre clos le 31 mars 2018 tiennent compte également de l'incidence des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018.

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

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Gazoducs – Canada	119	48
Gazoducs – États-Unis	103	86
Pipelines de liquides	3	3
Autres <sup>1</sup>	63	49
<b>Dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>288</b>	<b>186</b>

1 Comprennent les apports à Bruce Power pour financer notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien.

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Dépenses d'investissement</b>		
Dépenses en immobilisations	(1 702)	(1 560)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(36)	(42)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(358)	(192)
	<b>(2 096)</b>	<b>(1 794)</b>
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	121	363
Montants reportés et autres	110	(85)
<b>Sorties nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(1 865)</b>	<b>(1 516)</b>

## PREMIER TRIMESTRE DE 2018

En 2018, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion des gazoducs de Columbia Gas, de Columbia Gulf et du réseau de NGTL, de la construction de gazoducs au Mexique et de la centrale électrique de Napanee, ainsi que des entrées d'immobilisations et de l'entretien relativement au pipeline d'ANR.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement concernent principalement les dépenses consacrées à l'oléoduc Keystone XL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison de nos investissements dans Bruce Power, Sur de Texas et Millenium, en partie contrebalancés par la diminution des apports versés à Grand Rapids, qui est entré en service en août 2017. 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.

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont essentiellement attribuables à notre quote-part des financements de Bruce Power visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. En 2018, Bruce Power a émis des billets de premier rang sur les marchés financiers, ce qui a donné lieu à des distributions de 121 millions de dollars que nous avons reçues.

## FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Billets à payer émis, montant net	1 812	670
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission <sup>1</sup>	93	—
Remboursements de titres d'emprunt à long terme <sup>1</sup>	(1 226)	(1 051)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 982
Dividendes et distributions versés	(466)	(419)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	340	18
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	49	92
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	(1 205)
<b>Rentrées nettes liées aux activités de financement</b>	<b>602</b>	<b>87</b>

1 Compte tenu des emprunts et des remboursements sur la facilité d'emprunt non garantie de TC PipeLines, LP.

## REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Au premier trimestre de 2018, les remboursements de titres d'emprunt à long terme comprenaient le retrait par TCPL de billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions de dollars US portant intérêt au taux fixe de 1,875 %, de billets de premier rang non garantis d'un montant de 250 millions de dollars US portant intérêt à un taux variable et de débentures d'un montant de 150 millions de dollars portant intérêt au taux fixe de 9,45 %.

## RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

En ce qui concerne les dividendes déclarés le 15 février 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 38 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 234 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime.

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

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, 5,8 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché au prix moyen de 56,51 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 329 millions de dollars. Les commissions et les frais connexes se sont élevés à environ 3 millions de dollars, ce qui s'est traduit par un produit net de 326 millions de dollars. En avril 2018, 1,6 million d'actions ordinaires supplémentaires ont été émises à

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

un prix moyen de 55,64 \$ l'action ordinaire, ce qui porte le produit brut à 415 millions de dollars depuis le début de l'exercice.

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

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, 0,7 million de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au cours du marché de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 39 millions de dollars US. Au 31 mars 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % par suite des émissions de titres dans le cadre du programme au cours du marché et de la dilution qui en a découlé.

Le programme au cours du marché de TC PipeLines, LP n'est plus utilisé pour le moment et les émissions futures dans le cadre de ce programme sont incertaines en raison des mesures prises par la FERC en 2018.

### **DIVIDENDES**

Le 26 avril 2018, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :

#### **Dividende trimestriel sur les actions ordinaires**

0,69 \$ par action

Payable le 31 juillet 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 29 juin 2018.

#### **Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées**

**Série 1** 0,204125 \$

**Série 2** 0,19477534 \$

**Série 3** 0,1345 \$

**Série 4** 0,15444658 \$

Payable le 29 juin 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 mai 2018.

**Série 5** 0,1414375 \$

**Série 6** 0,16367534 \$

**Série 7** 0,25 \$

**Série 9** 0,265625 \$

Payable le 30 juillet 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 3 juillet 2018.

**Série 11** 0,2375 \$

**Série 13** 0,34375 \$

**Série 15** 0,30625 \$

Payable le 31 mai 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 15 mai 2018.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**INFORMATION SUR LES ACTIONS****au 23 avril 2018**

<b>Actions ordinaires</b>	<b>Émises et en circulation</b>	
	893 millions	
<b>Actions privilégiées</b>	<b>Émises et en circulation</b>	<b>Pouvant être converties en</b>
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
<b>Options permettant d'acheter des actions ordinaires</b>	<b>En circulation</b>	<b>Pouvant être exercées</b>
	13 millions	8 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 23 avril 2018, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,3 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

<b>Montant</b>	<b>Capacité inutilisée</b>	<b>Emprunteur</b>	<b>Objet</b>	<b>Échéance</b>
<b>Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables</b>				
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 2022
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 2018
1,0 milliard de dollars US	0,9 milliard de dollars US	TCPL USA	Utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2018
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 2018
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 et à des fins générales	Décembre 2018
<b>Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue</b>				
2,1 milliards de dollars	0,6 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, la facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue
5,0 milliards de pesos mexicains	4,9 milliards de pesos mexicains	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

## PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Au 23 avril 2018, les sociétés qui nous sont liées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,4 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 au titre des dépenses en immobilisations ont augmenté d'environ 1,5 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2017. L'accroissement des engagements relatifs aux projets de croissance de Columbia Gas et de notre quote-part des engagements relatifs à la construction en cours du gazoduc Sur de Texas et au programme visant l'allongement du cycle de vie des six réacteurs de Bruce Power a été contrebalancé en partie par la diminution des engagements relatifs à la centrale électrique de Napanee.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au premier trimestre de 2018 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 2017 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 2017 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 2017, mis à part ce qui est mentionné dans les paragraphes qui suivent.

Le 1<sup>er</sup> mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive des activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail aux États-Unis pour un produit d'environ 23 millions de dollars US et comptabilisé un bénéfice de 10 millions de dollars US (7 millions de dollars US après les impôts). 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 marchandises 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;
- aux prêts consentis.

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 31 mars 2018, 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**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.

En 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. En décembre 2017, une entente modifiée a été conclue, qui portait la facilité de crédit à 21,3 milliards de pesos mexicains. Les prélèvements effectués sur la facilité de crédit entraînent un prêt consenti à la coentreprise, qui représente notre quote-part dans les besoins de financement par emprunt de celle-ci. Au 31 mars 2018, le solde de notre prêt à la coentreprise s'élevait à 1,2 milliard de dollars (919 millions de dollars au 31 décembre 2017), et les intérêts créditeurs et autres se sont élevés à 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018 (néant en 2017). Les intérêts créditeurs et autres sont contrebalancés par la quote-part correspondante des intérêts débiteurs comptabilisée au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

**RISQUE DE CHANGE**

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.

**RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT**

Nous avons recours à des emprunts à court terme et à long terme pour financer nos activités d'exploitation, ce qui nous expose au risque de taux d'intérêt. En règle générale, nous payons des intérêts à taux fixe sur notre dette à long terme et des intérêts à taux variable sur nos programmes de papier commercial et sur les montants prélevés sur nos facilités de crédit. Une petite partie de notre dette à long terme est assortie de taux d'intérêt variables. En outre, TransCanada est exposée au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour atténuer 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 :

<b>trimestre clos le 31 mars 2018</b>	<b>1,27</b>
trimestre clos le 31 mars 2017	1,32

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**Principaux montants libellés en dollars US**

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	513	431
BAII comparable des gazoducs au Mexique <sup>1</sup>	130	89
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	202	135
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	6	54
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction relative aux projets libellés en dollars US	67	38
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(314)	(317)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	3	—
Participations sans contrôle et autres libellées en dollars US	(80)	(70)
	<b>527</b>	<b>360</b>

1 Exclut les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés lié à Sur de Texas, qui est compensé dans les intérêts créditeurs et autres.

**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 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)	31 mars 2018		31 décembre 2017	
	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2018 à 2019) <sup>3</sup>	(132)	800 US	(199)	1 200 US
Options de change en dollars US (échéant en 2018)	(2)	300 US	5	500 US
	<b>(134)</b>	<b>1 100 US</b>	<b>(194)</b>	<b>1 700 US</b>

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, le bénéfice net comprenait des gains réalisés nets de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2017) liés à la composante en intérêts des règlements de swaps de devises, lesquels sont comptabilisés dans les intérêts débiteurs.

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)	31 mars 2018	31 décembre 2017
Valeur nominale	<b>26 200 (20 300 US)</b>	25 400 (20 200 US)
Juste valeur	<b>29 000 (22 500 US)</b>	28 900 (23 100 US)

**INSTRUMENTS FINANCIERS**

À l'exception des titres d'emprunt à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, les instruments financiers dérivés et non dérivés de la société 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.



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## 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)	31 mars 2018	31 décembre 2017
Autres actifs à court terme	132	332
Actifs incorporels et autres actifs	72	73
Créditeurs et autres	(301)	(387)
Autres passifs à long terme	(80)	(72)
	(177)	(54)

## (Pertes non réalisées et réalisées) gains non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les	
	31 mars 2018	31 mars 2017
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>		
Montant des (pertes non réalisées) gains non réalisés de la période		
Produits de base <sup>2</sup>	(109)	(56)
Change	(79)	15
Taux d'intérêt	—	1
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période		
Produits de base	110	(48)
Change	15	(4)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture</b>		
Montant des gains réalisés de la période		
Produits de base	3	6
Change	—	5
Taux d'intérêt	1	1

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 clos le 31 mars 2018, 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 en 2017).

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**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 la partie attribuable aux participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) <sup>1</sup>		
Produits de base	(3)	5
Taux d'intérêt	9	1
	6	6
Reclassement dans le bénéfice net des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>		
Produits de base <sup>2</sup>	(1)	(4)
Taux d'intérêt <sup>3</sup>	5	4
	4	—

1 Les montants sont présentés avant les impôts. 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 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 31 mars 2018, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2017), et aucune garantie n'avait été fournie dans le cours normal des affaires au 31 mars 2018 et au 31 décembre 2017. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2018, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2017). 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 31 mars 2018, 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.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au premier trimestre de 2018 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 2017 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2017, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2017 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

#### **Modifications de conventions comptables pour 2018**

##### **Produits d'activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients**

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation tirés de ces contrats conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon des montants qui tiennent 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 promis. Les biens ou services qui sont promis à un client représentent les « obligations de prestation » de la société. La contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Certains produits d'exploitation de la société sont exposés à des facteurs indépendants de sa volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. La société considère que ces produits d'exploitation font l'objet d'une limitation car ils ne peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, elle comptabilise les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

Les nouvelles directives exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront constatés et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Aux fins de l'application des nouvelles directives, des estimations et des jugements importants interviennent dans la détermination des éléments suivants :

- le mode de comptabilisation des produits, selon que l'obligation de prestation est remplie à un moment précis ou progressivement dans le cadre d'un contrat;
- la durée du contrat;
- le montant de la contrepartie variable associée à un contrat et le moment de la comptabilisation des produits connexes.

Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, ont été appliquées selon la méthode transitoire rétrospective modifiée, et elles n'ont donné lieu à aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation.

### **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 modifient 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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et elles n'ont pas eu d'incidence significative 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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, ont été mises en application selon une approche rétrospective modifiée, et elles n'ont pas eu d'incidence significative 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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et ont été appliquées de façon rétrospective. Elles n'ont pas eu d'incidence sur nos états financiers consolidés.

### **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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et elles n'ont pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

## **Comptabilité de couverture**

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives 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 des obligations d'information supplémentaires 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 consolidé des résultats. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Ces directives, que nous avons choisi d'appliquer en date du 1<sup>er</sup> janvier 2018 de manière prospective, n'ont pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

## **Modifications comptables futures**

### **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 de telle sorte que, pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location, le bailleur 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. 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 consolidé des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

En janvier 2018, le FASB a publié une mesure de simplification facultative, aux fins de la transition, permettant d'omettre l'évaluation des servitudes non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location qui existaient ou qui étaient arrivées à échéance avant l'adoption par l'entité des nouvelles directives sur les contrats de location. L'entité qui choisit d'avoir recours à cette mesure de simplification est tenue de l'appliquer uniformément à la totalité de ses servitudes existantes ou échues non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location. Nous continuons de surveiller et d'analyser les indications complémentaires et les éclaircissements que publie le FASB.

Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> 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 avons aussi choisi une solution système et nous continuons d'évaluer les changements qui devront être apportés aux processus pour nous permettre de compiler les renseignements requis et de 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<sup>er</sup> 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.

**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<sup>er</sup> janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, mais l'adoption anticipée est permise. Nous sommes actuellement à évaluer le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives.

**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<sup>er</sup> 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.

**Impôts sur le bénéfice**

En février 2018, le FASB a publié de nouvelles directives permettant de reclasser dans les bénéfices non répartis, depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu, les incidences fiscales découlant de la loi américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act*. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Les directives peuvent être appliquées soit à la période pour laquelle elles sont adoptées, soit rétrospectivement à chacune des périodes visées par la comptabilisation des effets du changement. Nous évaluons actuellement ces directives.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>BAIIA comparable</b>		
Gazoducs – Canada	494	504
Gazoducs – États-Unis	804	720
Gazoducs – Mexique	160	140
Pipelines de liquides	431	312
Énergie	184	305
Siège social	(2)	(4)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 071</b>	<b>1 977</b>
Amortissement	(535)	(510)
<b>BAII comparable</b>	<b>1 536</b>	<b>1 467</b>
Postes particuliers :		
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	(109)	(56)
Perte de change – prêt intersociétés	(79)	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	—	(39)
Perte sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(11)
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(8)
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>1 348</b>	<b>1 353</b>

<sup>1</sup> Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Commercialisation des liquides	(7)	—
Installations énergétiques au Canada	2	1
Installations énergétiques aux États-Unis	(101)	(62)
Stockage de gaz naturel	(3)	5
<b>Total des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>(109)</b>	<b>(56)</b>

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## Résultats trimestriels

### PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018		2017			2016		
	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3	T2
Produits	<b>3 424</b>	3 617	3 195	3 230	3 407	3 635	3 642	2 756
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>734</b>	861	612	881	643	(358)	(135)	365
Résultat comparable	<b>870</b>	719	614	659	698	626	622	366
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué(e)	<b>0,83 \$</b>	0,98 \$	0,70 \$	1,01 \$	0,74 \$	(0,43) \$	(0,17) \$	0,52 \$
Résultat comparable par action ordinaire	<b>0,98 \$</b>	0,82 \$	0,70 \$	0,76 \$	0,81 \$	0,75 \$	0,78 \$	0,52 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	<b>0,69 \$</b>	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,565 \$	0,565 \$	0,565 \$

### 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 fonction des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation de liquides. De plus, les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison :

- des décisions en matière de réglementation;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation de liquides;
- de certains ajustements de la juste valeur.

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;



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

- 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 quatrième trimestre de 2017 sont également exclus :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui se compose d'une perte supplémentaire de 7 millions de dollars après les impôts inscrite au titre de la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, du produit d'une assurance de tiers de 23 millions de dollars après les impôts découlant d'un arrêt d'exploitation à Ravenswood en 2017 et des ajustements liés aux impôts sur le bénéfice;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ces projets;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2017 sont également exclus :

- une perte supplémentaire nette de 12 millions de dollars au titre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui se compose d'une perte supplémentaire de 7 millions de dollars après les impôts au titre de la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, de coûts de cession de 14 millions de dollars après les impôts et des ajustements liés aux impôts sur le bénéfice;
- une charge de 30 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- 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 également 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 supplémentaire 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Du résultat comparable du premier trimestre de 2017 sont également 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 de production 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 également 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 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 également 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 sont également exclues :

- une charge de 113 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia qui comprenait un montant de 109 millions de dollars se rapportant aux paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition;
- 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Produits</b>		
Gazoducs – Canada	884	882
Gazoducs – États-Unis	1 091	994
Gazoducs – Mexique	151	143
Pipelines de liquides	623	472
Énergie	675	916
	3 424	3 407
<b>Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	80	174
<b>Charges d'exploitation et autres charges</b>		
Coûts d'exploitation des centrales et autres	874	1 006
Achats de produits de base revendus	597	543
Impôts fonciers	150	162
Amortissement	535	517
	2 156	2 228
<b>Charges financières</b>		
Intérêts débiteurs	527	500
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(105)	(101)
Intérêts créditeurs et autres charges	(63)	(20)
	359	379
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	989	974
<b>Charge d'impôts</b>		
Exigibles	50	67
Reportés	71	133
	121	200
<b>Bénéfice net</b>	868	774
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	94	90
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	774	684
Dividendes sur les actions privilégiées	40	41
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	734	643
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>		
De base et dilué	0,83 \$	0,74 \$
<b>Dividendes déclarés par action ordinaire</b>	0,69 \$	0,625 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires</b> (en millions)		
De base	885	866
Dilué	886	868

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Bénéfice net</b>	<b>868</b>	<b>774</b>
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice</b>		
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	<b>432</b>	(82)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	<b>(2)</b>	(1)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	<b>7</b>	5
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	<b>3</b>	—
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	<b>(2)</b>	3
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>6</b>	3
Autres éléments du résultat étendu	<b>444</b>	(72)
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 312</b>	<b>702</b>
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	<b>160</b>	50
<b>Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>1 152</b>	<b>652</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>40</b>	41
<b>Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 112</b>	<b>611</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>		
Bénéfice net	868	774
Amortissement	535	517
Impôts reportés	71	133
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(80)	(174)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	234	219
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	3	3
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(78)	(64)
Pertes non réalisées sur les instruments financiers	188	41
Autres	(122)	8
Augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(207)	(155)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 412	1 302
<b>Activités d'investissement</b>		
Dépenses en immobilisations	(1 702)	(1 560)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(36)	(42)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(358)	(192)
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	121	363
Montants reportés et autres	110	(85)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(1 865)	(1 516)
<b>Activités de financement</b>		
Billets à payer émis, montant net	1 812	670
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	93	—
Remboursements sur la dette à long terme	(1 226)	(1 051)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	1 982
Dividendes sur les actions ordinaires	(358)	(300)
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(39)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(69)	(80)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	340	18
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	49	92
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	(1 205)
Rentrées nettes liées aux activités de financement	602	87
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<b>29</b>	<b>5</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>178</b>	<b>(122)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>		
Au début de la période	1 089	1 016
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b>		
À la fin de la période	1 267	894

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2018	31 décembre 2017
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 267	1 089
Débiteurs	2 208	2 522
Stocks	384	378
Autres	718	691
	<b>4 577</b>	<b>4 680</b>
<b>Immobilisations corporelles,</b> déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 24 416 \$ et 23 734 \$	<b>59 313</b>	<b>57 277</b>
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>6 362</b>	<b>6 366</b>
<b>Actifs réglementaires</b>	<b>1 334</b>	<b>1 376</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>13 483</b>	<b>13 084</b>
<b>Prêt à une société liée</b>	<b>1 211</b>	<b>919</b>
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>	<b>1 725</b>	<b>1 484</b>
<b>Placements restreints</b>	<b>1 005</b>	<b>915</b>
	<b>89 010</b>	<b>86 101</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer	3 658	1 763
Créditeurs et autres	3 697	4 057
Dividendes à payer	631	586
Intérêts courus	552	605
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	3 406	2 866
	<b>11 944</b>	<b>9 877</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>4 473</b>	<b>4 321</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>712</b>	<b>727</b>
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>5 529</b>	<b>5 403</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>30 995</b>	<b>31 875</b>
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<b>7 177</b>	<b>7 007</b>
	<b>60 830</b>	<b>59 210</b>
<b>CAPITAUX PROPRES</b>		
Actions ordinaires sans valeur nominale	21 703	21 167
Émises et en circulation :		
31 mars 2018 – 891 millions d'actions		
31 décembre 2017 – 881 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	10	—
Bénéfices non répartis	1 859	1 623
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 353)	(1 731)
<b>Participations assurant le contrôle</b>	<b>26 199</b>	<b>25 039</b>
Participations sans contrôle	1 981	1 852
	<b>28 180</b>	<b>26 891</b>
	<b>89 010</b>	<b>86 101</b>

**Éventualités et garanties** (note 12)**Entités à détenteurs de droits variables** (note 13)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
<b>Actions ordinaires</b>		
Solde au début de la période	21 167	20 099
Actions émises :		
Dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché, déduction faite des frais d'émission	327	—
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	195	190
À l'exercice d'options sur actions	14	19
Solde à la fin de la période	21 703	20 308
<b>Actions privilégiées</b>		
Solde au début et à la fin de la période	3 980	3 980
<b>Surplus d'apport</b>		
Solde au début de la période	—	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	3	2
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	7	10
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	(171)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	159
Solde à la fin de la période	10	—
<b>Bénéfices non répartis</b>		
Solde au début de la période	1 623	1 138
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	774	684
Dividendes sur les actions ordinaires	(614)	(542)
Dividendes sur les actions privilégiées	(19)	(18)
Ajustement de l'incidence fiscale du transfert d'actifs à TC Pipelines, LP	95	—
Ajustement des paiements à base d'actions versés aux salariés	—	12
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	(159)
Solde à la fin de la période	1 859	1 115
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>		
Solde au début de la période	(1 731)	(960)
Autres éléments du résultat étendu	378	(32)
Solde à la fin de la période	(1 353)	(992)
<b>Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle</b>	<b>26 199</b>	<b>24 411</b>
<b>Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle</b>		
Solde au début de la période	1 852	1 726
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	94	90
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	66	(40)
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	49	92
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(9)	(17)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(71)	(80)
Reclassement depuis les parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution	—	24
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	33
Solde à la fin de la période	1 981	1 828
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>28 180</b>	<b>26 239</b>

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.



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

### 1. Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés condensés de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») ont été dressés par la direction conformément aux PCGR des États-Unis. Les conventions comptables utilisées sont conformes à celles qui sont définies dans les états financiers consolidés audités annuels de TransCanada pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, 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 2017 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 2017 compris dans le rapport annuel de 2017 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 2017, exception faite de ce qui est décrit à la note 2 « Modifications comptables ».

### 2. Modifications comptables

#### **MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES POUR 2018**

##### **Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients**

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients. Les nouvelles directives exigent qu'une entité constate les produits d'exploitation tirés de ces contrats conformément à un modèle prescrit afin de refléter le transfert des biens ou services promis au client selon des montants qui tiennent 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 promis. Les biens ou services qui sont promis à un client représentent les « obligations de prestation » de la société. La contrepartie totale à laquelle la société s'attend à avoir droit peut comprendre des montants fixes et des montants variables. Certains produits d'exploitation de la société sont exposés à des facteurs indépendants de sa volonté, comme les prix de marché, les actions de tierces parties et les conditions météorologiques. La société considère que ces produits d'exploitation font l'objet d'une limitation car ils ne

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

peuvent être estimés de manière fiable; ainsi, elle comptabilise les produits d'exploitation variables lorsque le service connexe est rendu.

Les nouvelles directives exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant et l'incertitude des produits qui seront constatés et des flux de trésorerie y afférents, de même que sur le moment où la société les recevra.

Aux fins de l'application des nouvelles directives, des estimations et des jugements importants interviennent dans la détermination des éléments suivants :

- le mode de comptabilisation des produits, selon que l'obligation de prestation est remplie à un moment précis ou progressivement dans le cadre d'un contrat;
- la durée du contrat;
- le montant de la contrepartie variable associée à un contrat et le moment de la comptabilisation des produits connexes.

Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, ont été appliquées selon la méthode transitoire rétrospective modifiée, et elles n'ont donné lieu à aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la note 4 « Produits » pour un complément d'information sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives ainsi que sur la mise à jour des conventions comptables de la société en ce qui a trait à la comptabilisation des produits d'exploitation tirés de contrats conclus avec des clients.

### **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 modifient 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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et elles n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

### **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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018, ont été mises en application selon une approche rétrospective modifiée et elles n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

### **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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et ont été appliquées de façon rétrospective. Elles n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

### **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 la période 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 sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018 et elles n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

### **Comptabilité de couverture**

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives 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 des obligations d'information supplémentaires 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 consolidé des résultats. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Ces nouvelles directives, que la société a choisi d'appliquer en date du 1<sup>er</sup> janvier 2018 de manière prospective, n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

## **MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES**

### **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 de telle sorte que, pour qu'un arrangement soit considéré comme un contrat de location, le bailleur 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 consolidé des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

En janvier 2018, le FASB a publié une mesure de simplification facultative aux fins de la transition permettant d'omettre l'évaluation des servitudes non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location qui existaient ou qui étaient arrivées à échéance avant l'adoption par l'entité des nouvelles directives sur les contrats de location. L'entité qui choisit d'avoir recours à cette mesure de simplification est tenue de l'appliquer uniformément à la totalité de ses servitudes existantes ou échues non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location. La société continue de surveiller et d'analyser les indications complémentaires et les éclaircissements que publie le FASB.

Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> 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. Elle a par ailleurs choisi une solution système et continue d'évaluer les changements qui devront être apportés aux processus 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<sup>er</sup> 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.

### **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<sup>er</sup> janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, mais l'adoption anticipée est permise. La société évalue actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives.

### **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<sup>er</sup> 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.

### **Impôts sur le bénéfice**

En février 2018, le FASB a publié de nouvelles directives permettant de reclasser dans les bénéfices non répartis, depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu, les incidences fiscales découlant de la loi américaine intitulée *Tax Cuts and Jobs Act*. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Les directives peuvent être appliquées soit à la période pour laquelle elles sont adoptées, soit rétrospectivement à chacune des périodes visées par la comptabilisation des effets du changement. La société évalue actuellement ces directives.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## 3. Informations sectorielles

<b>trimestre clos le 31 mars 2018</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	884	1 091	151	623	675	—	3 424
Produits intersectoriels	—	25	—	—	42	(67) <sup>2</sup>	—
	884	1 116	151	623	717	(67)	3 424
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	67	11	15	63	(79) <sup>3</sup>	80
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(323)	(324)	(2)	(191)	(99)	65 <sup>2</sup>	(874)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(597)	—	(597)
Impôts fonciers	(70)	(55)	—	(23)	(2)	—	(150)
Amortissement	(241)	(156)	(23)	(83)	(32)	—	(535)
<b>Bénéfice (perte) sectoriel(le)</b>	<b>253</b>	<b>648</b>	<b>137</b>	<b>341</b>	<b>50</b>	<b>(81)</b>	<b>1 348</b>
Intérêts débiteurs							(527)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							105
Intérêts créditeurs et autres							63
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							989
Charge d'impôts							(121)
<b>Bénéfice net</b>							<b>868</b>
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(94)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							<b>774</b>
Dividendes sur les actions privilégiées							(40)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							<b>734</b>

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

3 Le bénéfice tiré (la perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprend les pertes de change réalisées sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt de cette coentreprise.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

<b>trimestre clos le 31 mars 2017</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie</b>	<b>Siège social<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Produits	882	994	143	472	916	—	3 407
Produits intersectoriels	—	11	—	—	—	(11) <sup>2</sup>	—
	882	1 005	143	472	916	(11)	3 407
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	65	6	—	100	—	174
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(312)	(306)	(9)	(145)	(212)	(22) <sup>2</sup>	(1 006)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(543)	—	(543)
Impôts fonciers	(69)	(47)	—	(23)	(23)	—	(162)
Amortissement	(222)	(156)	(22)	(77)	(40)	—	(517)
<b>Bénéfice (perte) sectoriel(le)</b>	282	561	118	227	198	(33)	1 353
Intérêts débiteurs							(500)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							101
Intérêts créditeurs et autres							20
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							974
Charge d'impôts							(200)
<b>Bénéfice net</b>							774
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(90)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>							684
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>							643

1 Comprend les éliminations intersectorielles.

2 La société comptabilise les ventes intersectorielles à des taux contractuels. Aux fins de l'information sectorielle, ces transactions sont prises en compte comme des produits intersectoriels pour le secteur fournissant le service et comme des coûts d'exploitation des centrales et autres pour le secteur pour lequel le service est rendu. Ces transactions sont éliminées lors de la consolidation. Le bénéfice intersectoriel est constaté lorsque le produit a été livré ou que le service a été rendu à des tiers ou qu'il a été réalisé autrement.

## TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>31 mars 2018</b>	<b>31 décembre 2017</b>
Gazoducs – Canada	17 171	16 904
Gazoducs – États-Unis	37 586	35 898
Gazoducs – Mexique	5 931	5 716
Pipelines de liquides	15 916	15 438
Énergie	8 376	8 503
Siège social	4 030	3 642
	<b>89 010</b>	86 101

## 4. Produits

En 2014, le FASB a publié de nouvelles directives sur les produits d'activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients. La société a adopté ces nouvelles directives le 1<sup>er</sup> janvier 2018 en préconisant la méthode transitoire rétrospective modifiée qu'elle a appliquée à tous les contrats en vigueur à la date de l'adoption. Les résultats présentés pour 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits d'exploitation aussi appelées dans les présentes les « anciens PCGR des États-Unis ».

### VENTILATION DES PRODUITS

Le tableau suivant présente un sommaire du total des produits pour le trimestre clos le 31 mars 2018 :

<b>trimestre clos le 31 mars 2018</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Gazoducs – Canada</b>	<b>Gazoducs – États-Unis</b>	<b>Gazoducs – Mexique</b>	<b>Pipelines de liquides</b>	<b>Énergie</b>	<b>Total</b>
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	884	884	150	534	—	2 452
Électricité	—	—	—	—	590	590
Stockage de gaz naturel et autres	—	192	1	1	30	224
	<b>884</b>	<b>1 076</b>	<b>151</b>	<b>535</b>	<b>620</b>	<b>3 266</b>
Autres produits <sup>1,2</sup>	—	15	—	88	55	158
	<b>884</b>	<b>1 091</b>	<b>151</b>	<b>623</b>	<b>675</b>	<b>3 424</b>

1 Les autres produits comprennent les produits tirés des instruments financiers de la société et des contrats de location pour chacun des secteurs d'exploitation. Les produits tirés des contrats de location incluent certaines CAE à long terme ainsi que certaines ententes de capacité et certains contrats de transport visant les pipelines de liquides. Ces ententes ne sont pas intégrées dans le champ d'application des nouvelles directives. Par conséquent, les produits afférents à ces contrats sont exclus des produits tirés de contrats conclus avec des clients. Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur les produits provenant des instruments financiers.

2 Les autres produits tirés du secteur des gazoducs aux États-Unis comprennent l'amortissement du passif réglementaire découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

Les produits tirés de contrats conclus avec des clients sont comptabilisés déduction faite des impôts perçus auprès des clients, lesquels sont par la suite versés aux autorités gouvernementales. Les contrats que la société a conclus avec des clients s'entendent d'ententes de capacité et de contrats de transport, de contrats de production d'électricité, de stockage de gaz naturel et d'autres contrats.

### Gazoducs – Canada

#### **Ententes de capacité et transport**

Les produits du secteur des gazoducs de la société au Canada sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité contractuelle sont constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est fourni.

Les produits tirés des gazoducs de la société au Canada sont assujettis aux décisions réglementaires de l'ONÉ. Les droits visant ces gazoducs sont fondés sur les besoins en produits conçus pour assurer le recouvrement des coûts de transport de gaz naturel, y compris un remboursement du capital et un rendement du capital selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les gazoducs de la société au Canada ne sont généralement pas touchés par les risques liés aux variations des produits et de la plupart des coûts. Ces variations font généralement l'objet d'un report et elles sont récupérées ou remboursées dans les droits futurs. Les produits constatés avant que l'ONÉ ne rende une décision tarifaire

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de l'ONÉ au sujet du rendement sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision. Les services et produits liés aux gazoducs au Canada sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour ses clients.

## **Gazoducs – États-Unis**

### ***Ententes de capacité et transport***

Les produits du secteur des gazoducs de la société aux États-Unis sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés des ententes de capacité contractuelle sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat sans égard aux volumes de gaz naturel transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est fourni. La société a choisi de recourir à une mesure de simplification pour constater les produits au moment de la facturation.

Les gazoducs de la société aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, une partie des produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement si le montant a été facturé au cours d'une période intermédiaire aux termes d'une instance tarifaire en cours. Des provisions pour ces remboursements éventuels sont constatées à l'aide des meilleures estimations de la direction en fonction des faits et circonstances se rapportant à l'instance. Toute provision comptabilisée au cours du processus d'instance donne lieu à un remboursement lorsque la décision tarifaire définitive est rendue. Les services et produits liés aux gazoducs aux États-Unis sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour ses clients.

### ***Stockage de gaz naturel et autres***

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société aux États-Unis sont générés principalement au moyen de contrats de stockage fermes visant des capacités garanties. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de gaz naturel stocké, y compris des indications quant au volume de gaz naturel pouvant être injecté ou retiré quotidiennement. Les produits sont constatés soit de façon proportionnelle sur la durée des contrats pour la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels sans égard aux volumes de gaz naturel stockés, soit au moment de l'injection ou du retrait du gaz dans le cas des services interruptibles ou volumétriques. Les services et produits liés aux services de stockage de gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour ses clients.

Les produits tirés des services intermédiaires de transport du gaz naturel de la société qui comprennent la collecte, la transformation, le conditionnement, le traitement, la compression et la manutention de liquides proviennent d'engagements contractuels et ils sont constatés de façon proportionnelle sur durée du contrat. La société détient aussi des droits miniers afférents à certaines installations de stockage. Ces droits miniers peuvent être loués ou fournis aux producteurs de gaz naturel contre des droits de redevance lesquels sont constatés au stade de la production. Les services et produits liés aux services intermédiaires de transport du gaz naturel sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel pour lequel elle fournit des services intermédiaires.

## **Gazoducs – Mexique**

### ***Ententes de capacité et transport***

Les produits tirés des gazoducs de la société au Mexique sont recouverts surtout en fonction des contrats à capacité ferme négociés et approuvés par la CRE et ils sont généralement constatés de façon proportionnelle sur la durée du contrat. En ce qui a trait à certains contrats à capacité ferme, la société a choisi de recourir à la mesure de simplification pour comptabiliser les produits lorsque les services sont facturés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les autres volumes de gaz



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

qui sont expédiés par l'intermédiaire de ces gazoducs sont assujettis à des tarifs qu'a approuvés la CRE et les produits sont constatés lorsque la société a assuré les services de transport. Les services et produits liés aux gazoducs au Mexique sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour ses clients.

### **Pipelines de liquides**

#### ***Ententes de capacité et transport***

Les produits tirés des pipelines de liquides de la société sont générés surtout en fonction des ententes de capacité offertes aux clients visant le transport du pétrole brut. L'obligation de prestation relative à ces contrats correspond à la réservation d'un volume donné de pétrole brut et au transport de celui-ci sur une base mensuelle. Les produits tirés de ces ententes sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats sans égard aux volumes de pétrole brut transportés. Les produits afférents aux services interruptibles ou aux services volumétriques sont constatés au moment où le service est rendu. Les services et produits liés aux pipelines de liquides sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. La société ne prend pas possession du pétrole brut qu'elle transporte pour ses clients.

### **Énergie**

#### ***Électricité***

Les produits de l'entreprise d'énergie de la société découlent principalement d'engagements contractuels à long terme visant à fournir de l'électricité pour satisfaire à la demande du marché ainsi que de la vente d'électricité tant aux marchés centralisés qu'aux clients. Les produits tirés de la production d'électricité incluent aussi des produits provenant de la vente de vapeur aux clients. Les produits et les paiements de capacité sont constatés lorsque les services sont fournis et que l'électricité et la vapeur ont été livrées. Les services et produits liés à la production d'électricité sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle.

#### ***Stockage de gaz naturel et autres***

Les contrats de stockage de gaz naturel non réglementé comprennent des ententes visant le parc de gazoducs, les prêts et le stockage à terme. Les contrats afférents au parc de gazoducs et aux prêts prévoient l'injection ou le retrait de volumes fixes de gaz naturel à des dates données selon un prix précisé. Quant aux contrats de stockage à terme, on y précise le volume maximal de gaz pouvant être stocké sur une période donnée. Les produits tirés des contrats afférents au parc et au prêt sont constatés et facturés au moment où les services d'injection et de retrait sont fournis alors que les produits générés par les contrats de stockage à terme sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats. Les services et produits liés aux contrats de stockage à terme sont respectivement facturés et reçus sur une base mensuelle. Les produits dégagés par la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les produits tirés des services complémentaires sont constatés lorsque le service est rendu. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour ses clients.

### **INCIDENCE SUR LES ÉTATS FINANCIERS DE L'ADOPTION DE LA NORME SUR LES PRODUITS TIRÉS DE CONTRATS CONCLUS AVEC DES CLIENTS**

La société a adopté les nouvelles directives par application de la méthode transitoire rétrospective modifiée. Conformément à une mesure de simplification prévue aux termes de cette méthode transitoire, la société n'est pas tenue d'analyser les contrats achevés à la date d'adoption. Par conséquent, elle a procédé aux ajustements suivants en date du 1<sup>er</sup> janvier 2018.

#### ***Ententes de capacité et transport***

En ce qui a trait à certaines ententes de capacité portant sur le gaz naturel, les montants sont facturés au client conformément aux termes du contrat. Toutefois, les produits connexes sont constatés lorsque la société satisfait à son obligation de prestation visant à fournir une capacité garantie de façon proportionnelle sur la durée du contrat. La différence entre le moment où les produits sont constatés et la facturation des montants engendre un actif sur contrat ou un passif sur contrat en vertu des nouvelles directives portant sur la comptabilisation des produits. Dans le cadre des anciens PCGR des États-Unis, cette différence était prise en compte dans les débiteurs.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

### Incidence des nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits à la date d'adoption

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits sur les éléments du bilan consolidé de la société qui ont été présentés antérieurement :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Chiffres présentés au 31 décembre 2017	Ajustement	1 <sup>er</sup> janvier 2018
<b>Actifs à court terme</b>			
Débiteurs	2 522	(62)	2 460
Autres <sup>1</sup>	691	79	770
<b>Passifs à court terme</b>			
Créditeurs et autres <sup>2</sup>	4 057	17	4 074

1 L'ajustement se rapporte aux actifs sur contrat inclus auparavant dans les débiteurs..

2 L'ajustement se rapporte aux passifs sur contrat inclus auparavant dans les débiteurs.

### États financiers pro forma selon les anciens PCGR des États-Unis

Conformément aux nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits, les tableaux suivants présentent l'incidence pro forma sur les éléments visés au bilan consolidé condensé au 31 mars 2018 comme si les anciens PCGR des États-Unis avaient été appliqués :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2018	
	Chiffres présentés	Chiffres pro forma selon les anciens PCGR des États-Unis
<b>Actifs à court terme</b>		
Débiteurs	2 208	2 358
Autres	718	568

### SOLDES DES CONTRATS

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2018	1 <sup>er</sup> janvier 2018
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 344	1 736
Actifs sur contrats <sup>1</sup>	150	79
Passifs sur contrats <sup>2</sup>	6	17
Passifs sur contrats à long terme <sup>3</sup>	7	—

1 Les actifs sur contrats sont portés dans les autres actifs à court terme du bilan consolidé condensé.

2 Les passifs sur contrats englobent des produits reportés, et ils sont portés dans les créditeurs et autres du bilan consolidé condensé. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, des produits de 17 millions de dollars ont été comptabilisés et inclus dans le passif sur contrat à l'ouverture de la période.

3 Ces passifs tiennent compte des produits reportés, et ils sont portés dans les autres passifs à long terme du bilan consolidé condensé.

Les actifs sur contrats ont trait surtout au droit de la société aux produits générés par les services rendus mais non facturés à la date de présentation de l'information financière relativement aux contrats sur la capacité garantie à long terme des volumes de gaz naturel. Le changement apporté aux actifs sur contrats tient surtout au transfert vers les débiteurs lorsque les droits deviennent inconditionnels et que le montant est facturé au client ainsi qu'à la comptabilisation de produits additionnels pour lesquels les montants doivent être facturés.

## **PRODUITS FUTURS AFFECTÉS AUX OBLIGATIONS DE PRESTATION QUI RESTENT À REMPLIR**

Comme l'exigent les nouvelles directives relatives à la comptabilisation des produits, les informations qui suivent portent sur les produits futurs affectés aux obligations de prestation qui restent à remplir, représentant les produits contractuels qui n'ont pas encore été constatés. Certains contrats qui sont admissibles à l'une des mesures de simplification suivantes sont exclus des informations à présenter sur les produits futurs :

- 1) La durée initiale attendue du contrat ne dépasse pas un an.
- 2) La société comptabilise les produits tirés du contrat en fonction du montant facturé, lorsque ce montant représente la valeur qu'a pour le client le service qui lui est fourni à cette date. Il s'agit de la mesure de simplification appelée le droit de facturer.
- 3) Les produits variables tirés du contrat sont affectés en totalité à une obligation de prestation qui reste à remplir ou à une promesse non satisfaite de fournir un bien ou un service distinct dans le contrat à l'intérieur d'une série de biens ou de services distincts faisant partie d'une seule et même obligation de prestation. Une seule obligation de prestation survient lorsque les promesses dans le contrat représentent une série de services distincts qui sont essentiellement les mêmes et qui sont fournis au client au même rythme.

L'analyse qui suit porte sur le prix de transaction affecté à des obligations de prestation futures ainsi que sur les mesures de simplification utilisées par la société

### **Ententes de capacité et transport**

Au 31 mars 2018, les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme qui échoient jusqu'en 2043 se sont chiffrés à environ 30,5 milliards de dollars, dont une tranche de 4,2 milliards de dollars devrait être prise en compte avant la fin de 2018.

Les produits futurs au titre d'ententes de capacité et de contrats de transport à long terme n'englobent pas les ententes ou les produits variables faisant l'objet d'une limitation et pour lesquels la mesure de simplification afférente au droit de facturer a été appliquée. Par conséquent, ces montants ne sont pas représentatifs du total des produits futurs pouvant résulter de ces contrats.

Les produits futurs provenant des contrats à capacité ferme réglementés afférents aux gazoducs au Canada tiennent compte des produits fixes pour les intervalles de temps au cours desquels les droits en vertu des règlements tarifaires sont en vigueur, soit environ de un an à trois ans. Plusieurs de ces contrats sont à long terme et les produits tirés des obligations de prestation à remplir dont l'échéance dépasse celle du règlement tarifaire en cours sont considérés comme étant très limités du fait que les droits futurs sont inconnus. Les produits dégagés par ces contrats seront comptabilisés lorsque l'obligation de prestation visant à fournir une capacité aura été remplie et que l'organisme de réglementation aura approuvé les droits qui s'appliquent. De plus, la société considère les produits tirés des services de transport interruptibles comme étant des produits variables du fait que les volumes ne peuvent pas être estimés. Ces produits variables sont constatés une fois par mois lorsque la société a rempli son obligation de prestation et ont été exclus de la présentation de l'information portant sur les produits futurs du fait que la société applique la mesure de simplification se rapportant aux produits variables de ces contrats. Les produits variables futurs aux termes de ces contrats ont été affectés en totalité aux obligations de prestation non remplies au 31 mars 2018.

Par ailleurs, la société a appliqué la mesure de simplification afférente au droit de facturer à ses ententes de capacité réglementées relatives aux gazoducs aux États-Unis et à certaines de ses ententes relatives aux gazoducs au Mexique de même qu'aux produits d'intermédiaire. Les produits tirés des ententes de capacité réglementées sont constatés en fonction des droits courants et les produits d'intermédiaire découlent du recouvrement des charges d'exploitation. Ces produits sont comptabilisés une fois par mois, soit lorsque la société a fourni le service, et ils sont exclus de la présentation d'information sur les produits futurs.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Les produits générés par les ententes de capacité relatives aux pipelines de liquides sont assortis d'une composante variable en fonction des volumes de liquides transportés. Par conséquent, ces produits variables sont exclus de la présentation d'information sur les produits futurs étant donné que la société recourt à une mesure de simplification afférente aux produits variables relativement à ces contrats. Les produits variables futurs tirés de ces contrats ont été affectés en totalité aux obligations de prestations non remplies au 31 mars 2018.

### Électricité

La société a contracté des contrats à long terme de production d'électricité s'étalant jusqu'en 2032. Les produits tirés des centrales électriques sont assortis d'une composante variable afférente aux prix du marché qui sont assujettis à des facteurs indépendants de la volonté de la société. Ces produits sont considérés comme étant très limités et ils sont pris en compte une fois par mois lorsque la société a rempli l'obligation de prestation. La société recourt aussi à la mesure de simplification afférente aux produits variables de ces contrats. Par conséquent, les produits futurs pouvant être tirés de ces contrats sont exclus de la présentation de l'information.

### Stockage de gaz naturel et autres

Au 31 mars 2018, les produits futurs découlant des contrats à long terme de stockage de gaz naturel et autres, qui s'échelonnent jusqu'en 2033, se sont établis à environ 1,4 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 378 millions de dollars devrait être constatée avant la fin de 2018. La société utilise les mesures de simplification relatives aux contrats dont l'échéance est d'au plus un an et lorsqu'il y a une contrepartie variable. Par conséquent, les produits connexes sont exclus de la présentation d'information relative aux produits futurs. C'est pourquoi ce montant est inférieur au total des produits futurs pouvant résulter de ces contrats.

## 5. Immobilisations corporelles, participations comptabilisées à la valeur de consolidation et écart d'acquisition

La société passe en revue ses immobilisations corporelles et ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que la valeur comptable d'un actif pourrait ne pas être recouvrable.

L'écart d'acquisition est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. La société peut d'abord procéder à cette évaluation en fonction de facteurs qualitatifs. Si la société conclut qu'il est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable, alors un test de dépréciation n'est pas réalisé.

Le 15 mars 2018, la FERC a proposé des modifications à la réforme fiscale aux États-Unis et aux impôts sur le bénéfice aux fins de la tarification visant une société en commandite cotée en bourse qui pourraient avoir une incidence sur le bénéfice futur et les flux de trésorerie futurs générés par les gazoducs réglementés en vertu de la FERC. Tant que ces prises de position ne seront pas définitives et que les exigences relatives à la mise en application ne seront pas clarifiées, dont l'applicabilité aux actifs détenus en partie par une société en commandite cotée en bourse ou détenus dans des structures qui ne comportent pas de société en commandite cotée en bourse, et que la société et TC PipeLines, LP n'auront pas évalué pleinement les choix respectifs qui s'offrent à elles pour atténuer l'incidence des modifications envisagées par la FERC, la société estime qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation soit inférieure à sa valeur comptable. Par conséquent, l'écart d'acquisition n'a pas fait l'objet d'un test de dépréciation. Par ailleurs, la société a déterminé qu'il n'y avait aucun indice selon lequel la valeur comptable des immobilisations corporelles et des participations comptabilisées à la valeur de consolidation pouvant être touchées par les propositions de la FERC pouvait ne pas être recouvrée. La société surveillera encore de près les faits nouveaux et passera en revue son écart d'acquisition afin de déterminer s'il doit être soumis à un test de dépréciation.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

De plus, elle passera en revue ses immobilisations corporelles et ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation aux fins de la recouvrabilité à mesure que de nouvelles informations seront disponibles.

Au 31 décembre 2017, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. Il y a un risque que les mesures de la FERC de 2018, lorsqu'elles seront définitives, entraînent une dépréciation de l'écart d'acquisition de Great Lakes. Le solde de celui-ci se chiffrait à 573 millions de dollars US au 31 mars 2018 (573 millions de dollars US au 31 décembre 2017). Il y a aussi un risque que l'écart d'acquisition de Tuscarora, dont le solde se chiffrait à 82 millions de dollars US au 31 mars 2018 (82 millions de dollars US au 31 décembre 2017) subisse l'effet négatif des mesures de la FERC de 2018.

## 6. Impôts sur le bénéfice

### Réforme fiscale aux États-Unis

Conformément à la réforme fiscale promulguée aux États-Unis, la société comptabilisé des passifs réglementaires nets et une réduction correspondante du montant net des passifs d'impôts reportés de 1 686 millions de dollars au 31 décembre 2017 relativement à ses gazoducs aux États-Unis assujettis aux normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. Ces montants demeurent provisoires, car l'interprétation de la société, son évaluation et son mode de présentation de l'effet de la réforme fiscale aux États-Unis pourraient être clarifiés à mesure que des directives complémentaires seront fournies par les autorités réglementaires, fiscales et comptables. Si de telles directives complémentaires devaient effectivement être fournies par ces autorités ou d'autres sources au cours de la période d'évaluation de un an consentie par la SEC, la société réétudiera ces montants provisoires et les ajustera au besoin. Aucun ajustement n'a été apporté au cours du premier trimestre de 2018, sauf pour l'amortissement dont il est question ci-dessous. Le 15 mars 2018, la FERC a proposé des modifications à la réforme fiscale aux États-Unis et aux impôts sur le bénéfice visant la tarification pratiquée par les sociétés en commandite cotées en bourse. Les passifs réglementaires pourraient faire l'objet d'ajustements prospectifs lorsque les modifications envisagées seront définitives et entreront en vigueur.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018, les passifs réglementaires sont amortis selon la méthode inversée de la Géorgie du Sud. Selon cette méthode, les entités à tarifs réglementés déterminent l'amortissement en fonction de leur taux d'amortissement composé et entament immédiatement sa comptabilisation. Un amortissement de 9 millions de dollars du passif réglementaire net a été comptabilisé pour le trimestre clos le 31 mars 2018 et inclus dans les produits de l'état consolidé condensé des résultats.

### Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les trimestres clos les 31 mars 2018 et 2017 étaient de 12 % et de 21 % respectivement. Le taux d'imposition effectif inférieur en 2018 découle principalement des variations de taux résultant de la réforme fiscale aux États-Unis et des impôts transférés inférieurs relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

## 7. Dette à long terme

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

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du trimestre clos le 31 mars 2018 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire) Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>				
	Mars 2018	Débetures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	Variable
<b>GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP</b>				
	Mars 2018	Billets de premier rang non garantis	9 US	6,73 %

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, TransCanada a capitalisé des intérêts de l'ordre de 26 millions de dollars (45 millions de dollars en 2017) en lien avec des projets d'investissement.

## 8. Actions ordinaires

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

Au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, la société a émis 5,8 millions d'actions ordinaires dans le cadre du programme au cours du marché de TransCanada au prix moyen de 56,51 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 329 millions de dollars. Les commissions et les frais connexes se sont élevés à environ 3 millions de dollars, ce qui s'est traduit par un produit net de 326 millions de dollars. Après le 31 mars 2018, la société a émis 1,6 million d'actions supplémentaires au prix moyen de 52,52 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 86 millions de dollars.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

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

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

<b>trimestre clos le 31 mars 2018</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	416	16	432
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(3)	1	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	6	1	7
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	4	(1)	3
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	(6)	(2)
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	7	(1)	6
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>434</b>	<b>10</b>	<b>444</b>

<b>trimestre clos le 31 mars 2017</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montant avant les impôts</b>	<b>Recouvrement (charge) d'impôts</b>	<b>Montant après les impôts</b>
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(88)	6	(82)
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 de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	(2)	3
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	(1)	3
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(75)</b>	<b>3</b>	<b>(72)</b>

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

<b>trimestre clos le 31 mars 2018</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Écarts de conversion</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite</b>	<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>Total<sup>1</sup></b>
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 <sup>er</sup> janvier 2018	(1 043)	(31)	(203)	(454)	(1 731)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement <sup>2,3</sup>	373	(2)	—	—	371
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	3	(2)	6	7
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	373	1	(2)	6	378
<b>Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 mars 2018</b>	<b>(670)</b>	<b>(30)</b>	<b>(205)</b>	<b>(448)</b>	<b>(1 353)</b>

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

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 57 millions de dollars et de 9 millions de dollars, respectivement.

3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 22 millions de dollars (16 millions de dollars après les impôts) au

## PREMIER TRIMESTRE DE 2018

31 mars 2018. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>		Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 31 mars		
(non audité – en millions de dollars canadiens)	2018	2017	
Couvertures de flux de trésorerie			
Produits de base	1	4	Produits (Énergie)
Taux d'intérêt	(5)	(4)	Intérêts débiteurs
	(4)	—	Total avant les impôts
	1	—	Charge d'impôts
	(3)	—	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite			
Amortissement des gains et pertes actuariels	(4)	(4)	Coûts d'exploitation des centrales et autres <sup>2</sup>
	6	2	Charge d'impôts
	2	(2)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
Bénéfice tiré des participations	(7)	(4)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	1	1	Charge d'impôts
	(6)	(3)	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 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## 10. Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017
Coût des services rendus <sup>1</sup>	30	29	1	1
Autres composantes du coût net des prestations <sup>1</sup>				
Coût financier	33	34	3	4
Rendement prévu des actifs des régimes	(55)	(50)	(4)	(5)
Amortissement de la perte actuarielle	4	4	—	—
Amortissement de l'actif réglementaire	5	6	—	—
	(13)	(6)	(1)	(1)
<b>Coût net des prestations constaté</b>	<b>17</b>	<b>23</b>	<b>—</b>	<b>—</b>

1 Le coût des services rendus et les autres composantes du coût net des prestations sont inclus dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé condensé des résultats.

## 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 31 mars 2018, 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. 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 31 mars 2018, 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**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.

La société détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. Elle comptabilise la coentreprise comme une participation à la valeur de consolidation. Le 21 avril 2017, la société 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. Le 6 décembre 2017, une entente modifiée visant à accroître la facilité de crédit à 21,3 milliards de pesos mexicains a été conclue. Les prélèvements effectués sur la facilité de crédit entraînent un prêt consenti à la coentreprise, qui représente la quote-part de la société dans les besoins de financement par emprunt de celle-ci. Au 31 mars 2018, le solde du prêt consenti par la société à la coentreprise s'élevait à 1,2 milliard de dollars (919 millions de dollars au 31 décembre 2017), et les intérêts créditeurs et autres se sont élevés à 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 mars 2018 (néant en 2017). Les intérêts créditeurs et autres sont contrebalancés par la quote-part correspondante des intérêts débiteurs comptabilisée au poste 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.

La juste valeur et le montant nominal 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)	31 mars 2018		31 décembre 2017	
	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal	Juste valeur <sup>1,2</sup>	Montant nominal
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2018 à 2019) <sup>3</sup>	(132)	800 US	(199)	1 200 US
Options de change en dollars US (échéant en 2018)	(2)	300 US	5	500 US
	<b>(134)</b>	<b>1 100 US</b>	(194)	1 700 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

3 Le bénéfice net comprend des gains réalisés nets de 1 million de dollars (1 million de dollars en 2017) pour le trimestre clos le 31 mars 2018 liés à la composante intérêts se rapportant aux swaps de devises qui 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)	31 mars 2018	31 décembre 2017
Montant nominal	<b>26 200 (20 300 US)</b>	25 400 (20 200 US)
Juste valeur	<b>29 000 (22 500 US)</b>	28 900 (23 100 US)

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

## INSTRUMENTS FINANCIERS

### Instruments financiers non dérivés

#### Juste valeur des instruments financiers non dérivés

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. Chacun de ces instruments est classé 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)	31 mars 2018		31 décembre 2017	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an <sup>1,2</sup>	(34 401)	(38 789)	(34 741)	(40 180)
Billets subordonnés de rang inférieur	(7 177)	(7 264)	(7 007)	(7 233)
	(41 578)	(46 053)	(41 748)	(47 413)

- 1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 1,2 milliard de dollars US (1,1 milliard de dollars US au 31 décembre 2017) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- 2 Le bénéfice net pour le trimestre clos le 31 mars 2018 comprend des gains non réalisés de 5 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017) 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 1,2 milliard de dollars US au 31 mars 2018 (1,1 milliard de dollars US au 31 décembre 2017). 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)	31 mars 2018		31 décembre 2017	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>1</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints <sup>1</sup>
Justes valeurs des titres à revenu fixe <sup>2</sup>				
Échéant à moins de 1 an	—	25	—	23
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	123	—	107
Échéant entre 5 et 10 ans	71	—	14	—
Échéant à plus de 10 ans	801	—	790	—
	872	148	804	130

- 1 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.
- 2 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2018		31 mars 2017	
	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>	Placements restreints en raison de l'ICQF <sup>1</sup>	Autres placements restreints <sup>2</sup>
Gains nets non réalisés				
du trimestre clos	2	1	2	—

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 pertes non réalisés sur les autres placements restreints sont portés dans les intérêts créditeurs et autres.

## 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**Présentation au bilan des instruments dérivés**

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

<b>au 31 mars 2018</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Couvertures de la juste valeur</b>	<b>Couvertures de l'investissement net</b>	<b>Détenus à des fins de transaction</b>	<b>Juste valeur totale des instruments dérivés<sup>1</sup></b>
<b>Autres actifs à court terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	103	103
Change	—	—	4	20	24
Taux d'intérêt	5	—	—	—	5
	5	—	4	123	132
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	59	59
Change	—	—	2	—	2
Taux d'intérêt	11	—	—	—	11
	11	—	2	59	72
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>16</b>	<b>—</b>	<b>6</b>	<b>182</b>	<b>204</b>
<b>Créditeurs et autres</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	(9)	—	—	(120)	(129)
Change	—	—	(126)	(38)	(164)
Taux d'intérêt	—	(8)	—	—	(8)
	(9)	(8)	(126)	(158)	(301)
<b>Autres passifs à long terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	(2)	—	—	(62)	(64)
Change	—	—	(14)	—	(14)
Taux d'intérêt	—	(2)	—	—	(2)
	(2)	(2)	(14)	(62)	(80)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(11)</b>	<b>(10)</b>	<b>(140)</b>	<b>(220)</b>	<b>(381)</b>
<b>Total des dérivés</b>	<b>5</b>	<b>(10)</b>	<b>(134)</b>	<b>(38)</b>	<b>(177)</b>

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

<b>au 31 décembre 2017</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Couvertures de la juste valeur</b>	<b>Couvertures de l'investissement net</b>	<b>Détenus à des fins de transaction</b>	<b>Juste valeur totale des instruments dérivés<sup>1</sup></b>
<b>Autres actifs à court terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	1	—	—	249	250
Change	—	—	8	70	78
Taux d'intérêt	3	—	—	1	4
	4	—	8	320	332
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	—	—	—	69	69
Taux d'intérêt	4	—	—	—	4
	4	—	—	69	73
<b>Total des actifs dérivés</b>	<b>8</b>	<b>—</b>	<b>8</b>	<b>389</b>	<b>405</b>
<b>Créditeurs et autres</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	(6)	—	—	(208)	(214)
Change	—	—	(159)	(10)	(169)
Taux d'intérêt	—	(4)	—	—	(4)
	(6)	(4)	(159)	(218)	(387)
<b>Autres passifs à long terme</b>					
Produits de base <sup>2</sup>	(2)	—	—	(26)	(28)
Change	—	—	(43)	—	(43)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	(2)	(1)	(43)	(26)	(72)
<b>Total des passifs dérivés</b>	<b>(8)</b>	<b>(5)</b>	<b>(202)</b>	<b>(244)</b>	<b>(459)</b>
<b>Total des dérivés</b>	<b>—</b>	<b>(5)</b>	<b>(194)</b>	<b>145</b>	<b>(54)</b>

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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**Instruments dérivés visés par des opérations de couverture de juste valeur**

Le tableau suivant présente les montants inscrits au bilan consolidé condensé en ce qui a trait aux ajustements cumulatifs des couvertures de juste valeur compris dans la valeur comptable des passifs couverts.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Valeur comptable		Ajustements des couvertures de juste valeur <sup>1</sup>	
	31 mars 2018	31 décembre 2017	31 mars 2018	31 décembre 2017
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	(1 091)	(688)	6	1
Dette à long terme	(448)	(685)	4	4
	(1 539)	(1 373)	10	5

<sup>1</sup> Au 31 mars 2018, le solde comprenait des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant (néant au 31 décembre 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 31 mars 2018					
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats <sup>1</sup>	46 005	101	11	—	—
Ventes <sup>1</sup>	31 648	107	14	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 137 US	2 400 US
Dates d'échéance	2018-2022	2018-2021	2018	2018-2019	2018-2028

<sup>1</sup> Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh, en Gpi<sup>3</sup> et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2017					
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats <sup>1</sup>	66 132	133	6	—	—
Ventes <sup>1</sup>	42 836	135	7	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	2 931 US	2 300 US
Millions de pesos mexicains	—	—	—	100 MXN	—
Dates d'échéance	2018-2022	2018-2021	2018	2018	2018-2022

<sup>1</sup> Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux liquides sont présentés en GWh et en Gpi<sup>3</sup> et en millions de barils respectivement.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**(Pertes) gains 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 31 mars	
	2018	2017
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction<sup>1</sup></b>		
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période		
Produits de base <sup>2</sup>	(109)	(56)
Change	(79)	15
Taux d'intérêt	—	1
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période		
Produits de base	110	(48)
Change	15	(4)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture</b>		
Montant des gains réalisés de la période		
Produits de base	3	6
Change	—	5
Taux d'intérêt	1	1

1 Les gains et les 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 gains et les 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 clos le 31 mars 2018 lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (néant en 2017).

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu liées à la variation de la juste valeur des 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)	trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>		
Produits de base	(3)	5
Taux d'intérêt	9	1
	6	6

1 Les montants sont présentés avant les impôts. 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.



PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**Incidence des opérations de couverture de la juste valeur et de flux de trésorerie**

Le tableau suivant présente les montants inscrits à l'état consolidé condensé des résultats en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 31 mars			
	Produits (Énergie)		Intérêts débiteurs	
	2018	2017	2018	2017
<b>Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats</b>	<b>675</b>	916	<b>527</b>	(500)
<b>Couvertures de la juste valeur</b>				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	<b>(20)</b>	(19)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	1
<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>				
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net				
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>	—	—	<b>1</b>	—
Contrats sur produits de base <sup>2</sup>	<b>(1)</b>	(4)	—	—
Reclassements des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net par suite d'opérations prévues qui sont peu susceptibles de se produire				
Contrats de taux d'intérêt <sup>1</sup>	—	—	<b>4</b>	4

1 Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Autres éléments du résultat étendu et cumul des autres éléments du résultat étendu » pour obtenir les composantes des autres éléments du résultat étendu afférents aux instruments dérivés se rapportant aux opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

**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 au bilan consolidé condensé si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats :

au 31 mars 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation <sup>1</sup>	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	162	(94)	68
Change	26	(22)	4
Taux d'intérêt	16	(2)	14
	<b>204</b>	<b>(118)</b>	<b>86</b>
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(193)	94	(99)
Change	(178)	22	(156)
Taux d'intérêt	(10)	2	(8)
	<b>(381)</b>	<b>118</b>	<b>(263)</b>

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

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

<b>au 31 décembre 2017</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Montants bruts des instruments dérivés</b>	<b>Montants disponibles à des fins de compensation<sup>1</sup></b>	<b>Montants nets</b>
<b>Instruments dérivés – actifs</b>			
Produits de base	319	(198)	121
Change	78	(56)	22
Taux d'intérêt	8	(1)	7
	405	(255)	150
<b>Instruments dérivés – passifs</b>			
Produits de base	(242)	198	(44)
Change	(212)	56	(156)
Taux d'intérêt	(5)	1	(4)
	(459)	255	(204)

<sup>1</sup> 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 31 mars 2018, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 198 millions de dollars (165 millions de dollars au 31 décembre 2017) et des lettres de crédit de 12 millions de dollars (30 millions de dollars au 31 décembre 2017). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant au 31 décembre 2017) et des lettres de crédit de 1 million de dollars (3 millions de dollars au 31 décembre 2017) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 mars 2018.

#### **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 31 mars 2018, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2017), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant au 31 mars 2018 ou au 31 décembre 2017 dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 mars 2018, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2017). 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**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.

<b>Niveaux</b>	<b>Manière de déterminer la juste valeur</b>
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. S'entend d'un marché actif un marché sur lequel les transactions sont conclues à une fréquence et à des volumes suffisants pour fournir de manière continue des renseignements sur les cours.
Niveau 2	<p>Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</p> <p>Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.</p> <p>Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché.</p> <p>En présence d'une évolution des conditions du marché, des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2 auraient lieu.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend 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.</p> <p>Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.</p>

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

<b>au 31 mars 2018</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)<sup>1</sup></b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	20	137	5	162
Change	—	26	—	26
Taux d'intérêt	—	16	—	16
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(26)	(144)	(23)	(193)
Change	—	(178)	—	(178)
Taux d'intérêt	—	(10)	—	(10)
	<b>(6)</b>	<b>(153)</b>	<b>(18)</b>	<b>(177)</b>

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours du trimestre clos le 31 mars 2018.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

<b>au 31 décembre 2017</b> (non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)<sup>1</sup></b>	<b>Autres données importantes observables (niveau 2)<sup>1</sup></b>	<b>Données importantes non observables (niveau 3)<sup>1</sup></b>	<b>Total</b>
<b>Actifs liés aux instruments dérivés</b>				
Produits de base	21	283	15	319
Change	—	78	—	78
Taux d'intérêt	—	8	—	8
<b>Passifs liés aux instruments dérivés</b>				
Produits de base	(27)	(193)	(22)	(242)
Change	—	(212)	—	(212)
Taux d'intérêt	—	(5)	—	(5)
	(6)	(41)	(7)	(54)

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 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)	<b>trimestres clos les 31 mars</b>	
	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Solde au début de la période	<b>(7)</b>	16
Total des pertes comptabilisées dans le bénéfice net	<b>(2)</b>	—
Règlements	<b>(9)</b>	—
Ventes	—	(2)
Transferts depuis le niveau 3	—	(4)
Solde à la fin de la période <sup>1</sup>	<b>(18)</b>	10

1 Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, les produits comprennent des pertes non réalisées de 11 millions de dollars attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 31 mars 2018 (pertes non réalisées inférieures à 1 million de dollars en 2017).

Une augmentation ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu à une augmentation ou à une diminution de 1 million de dollars, respectivement, de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 mars 2018.

## 12. Éventualités et garanties

### ÉVENTUALITÉS

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

### GARANTIES

TransCanada et son partenaire 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

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 au bilan consolidé condensé. Les renseignements sur les garanties de la société s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Durée	au 31 mars 2018		au 31 décembre 2017	
		Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable	Risque éventuel <sup>1</sup>	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	199	1	315	2
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019	88	—	88	1
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	105	12	104	13
		<b>392</b>	<b>13</b>	507	16

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

### 13. Entités à détenteurs de droits variables

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 est le principal bénéficiaire. À ce titre, elle 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.

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

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. Les EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	31 mars 2018	31 décembre 2017
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	88	41
Débiteurs	61	63
Stocks	24	23
Autres	15	11
	<b>188</b>	<b>138</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>	<b>3 617</b>	<b>3 535</b>
<b>Participations comptabilisées à la valeur de consolidation</b>	<b>944</b>	<b>917</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>482</b>	<b>490</b>
<b>Actifs incorporels et autres actifs</b>	<b>11</b>	<b>3</b>
	<b>5 242</b>	<b>5 083</b>
<b>PASSIF</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Créditeurs et autres	128	137
Dividendes à payer	3	1
Intérêts courus	31	23
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	86	88
	<b>248</b>	<b>249</b>
<b>Passifs réglementaires</b>	<b>36</b>	<b>34</b>
<b>Autres passifs à long terme</b>	<b>3</b>	<b>3</b>
<b>Passifs d'impôts reportés</b>	<b>13</b>	<b>13</b>
<b>Dette à long terme</b>	<b>3 304</b>	<b>3 244</b>
	<b>3 604</b>	<b>3 543</b>

PREMIER TRIMESTRE DE 2018

**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 :

	<b>31 mars</b>	<b>31 décembre</b>
(non audité – en millions de dollars canadiens)	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Bilan</b>		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>4 306</b>	4 372
<b>Hors bilan</b>		
Risque éventuel découlant des garanties	<b>172</b>	171
<b>Risque maximal de perte</b>	<b>4 478</b>	4 543