
TransCanada présente ses solides résultats financiers du deuxième trimestre de 2018 Le portefeuille diversifié d'actifs de grande qualité devrait dégager une performance record en 2018

CALGARY (Alberta) – **Le 2 août 2018** – TransCanada Corporation (TSX, NYSE : TRP) (« TransCanada » ou la « société ») a annoncé aujourd'hui un bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 785 millions de dollars (0,88 \$ par action) pour le deuxième trimestre de 2018, comparativement à un bénéfice net de 881 millions de dollars (1,01 \$ par action) pour la même période en 2017. Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2018 a atteint 768 millions de dollars (0,86 \$ par action), comparativement à 659 millions de dollars (0,76 \$ 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 septembre 2018, ce qui correspond à un dividende annualisé de 2,76 \$ par action ordinaire.

« Notre portefeuille diversifié d'actifs d'infrastructures énergétiques essentielles a continué d'inscrire un excellent rendement au deuxième trimestre de 2018, a déclaré Russ Girling, président et chef de la direction de TransCanada. Le résultat comparable de 0,86 \$ par action a augmenté de 13 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, du fait de l'excellente performance de nos anciens actifs, des apports d'environ 7 milliards de dollars des projets de croissance mis en service au cours des douze derniers mois et de l'incidence favorable de la réforme fiscale aux États-Unis. Pour le semestre clos le 30 juin 2018, le résultat comparable s'est chiffré à 1,83 \$ par action, en hausse de 17 % par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent malgré la vente de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en 2017. »

« Étant donné que notre portefeuille d'actifs existants tire parti des solides facteurs fondamentaux du marché qui le sous-tendent et que nos projets de croissance à court terme de 28 milliards de dollars, compte tenu des dépenses d'investissement de maintien, progressent comme prévu, le résultat et les flux de trésorerie devraient continuer d'augmenter. Cela devrait aussi 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 10 milliards de dollars dans ces projets jusqu'ici et 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 et d'autres activités de gestion du portefeuille. Au deuxième trimestre, nous avons contracté des emprunts à long terme d'environ 4,3 milliards de dollars selon des modalités avantageuses et depuis le début de l'exercice, nous avons mobilisé des capitaux propres ordinaires d'environ 1,2 milliard de dollars par l'intermédiaire de notre régime de réinvestissement des dividendes et de notre programme au cours du marché. Plus tôt aujourd'hui, nous avons également annoncé la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne pour environ 630 millions de dollars. Collectivement, ces initiatives nous ont permis de réunir 6,1 milliards de dollars, ce qui représente une part substantielle de nos besoins de financement pour 2018. »

« Par ailleurs, nous poursuivons aussi l'avancement méthodique 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 contrat d'allongement du cycle de vie de Bruce Power. L'avancement fructueux de ces projets et/ou d'autres projets de croissance associés à notre vaste empreinte en Amérique du Nord pourrait prolonger notre horizon de croissance 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 deuxième trimestre de 2018
 - Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires de 785 millions de dollars (0,88 \$ par action ordinaire)
 - Résultat comparable de 768 millions de dollars (0,86 \$ par action ordinaire)
 - Bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement comparable de 2,0 milliards de dollars
 - Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 1,8 milliard de dollars
 - Fonds provenant de l'exploitation comparables totalisant 1,5 milliard de dollars
 - Flux de trésorerie distribuables comparables de 1,3 milliard de dollars (1,46 \$ 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 septembre 2018.
- Obtention de l'approbation par l'Office national de l'énergie (l'« ONÉ ») du règlement avec les clients concernant le réseau de NGTL pour 2018 et 2019.
- Obtention de l'approbation par le gouvernement fédéral du projet North Montney de 1,6 milliard de dollars.
- Mobilisation de 2,5 milliards de dollars US au moyen de l'émission de titres d'emprunt de premier rang à taux fixe à 10 ans, à 20 ans et à 30 ans en mai 2018.
- Émission de billets à moyen terme à taux fixe à 10 ans et à 30 ans de 1 milliard de dollars en juillet 2018.
- Majoration de 1 milliard de dollars de la capacité du programme au cours du marché de la société.
- Annonce de la vente de nos participations dans Cartier Énergie éolienne pour environ 630 millions de dollars en août 2018.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 96 millions de dollars par rapport à la même période en 2017 pour s'établir à 785 millions de dollars (0,88 \$ par action). Le bénéfice net par action en 2018 reflète l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme au cours du marché. Les résultats du deuxième trimestre de 2018 tiennent compte d'une perte de 11 millions de dollars, après les impôts, au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis qui a été exclue du résultat comparable, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Les résultats du deuxième trimestre de 2017 tiennent compte d'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, d'une charge de 15 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia et d'une charge de 4 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL. Tous ces postes particuliers, plus les gains et les pertes non réalisés découlant de changements dans les activités de gestion des risques, sont exclus du résultat comparable.

Le résultat comparable du deuxième trimestre de 2018 s'est établi à 768 millions de dollars (0,86 \$ par action ordinaire), comparativement à 659 millions de dollars (0,76 \$ par action ordinaire) pour la même période en 2017, soit une hausse de 109 millions de dollars (0,10 \$ par action). Le résultat comparable par action du trimestre clos le 30 juin 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 au cours du marché. L'augmentation du résultat comparable du deuxième 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 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 des passifs réglementaires nets comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;

- 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;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à l'abaissement des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus, ainsi que la diminution des intérêts capitalisés, facteurs en partie compensés par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, par suite surtout de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- 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.

Suivent les faits marquants récents :

Gazoducs – Canada :

- **Réseau de NGTL :** Le 19 juin 2018, l'ONÉ a approuvé sans modification le règlement pour 2018-2019 portant sur les tarifs définitifs pour 2018 et les tarifs provisoires révisés pour 2018. Aux termes du règlement pour 2018-2019, le rendement des capitaux propres (« 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 sont traités comme des coûts transférables.

Le 20 juin 2018, nous avons présenté à l'ONÉ une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation du projet d'expansion de 2021. Le projet, dont le coût en capital est estimé à 2,3 milliards de dollars, se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 344 km (214 milles), de trois compresseurs et d'une vanne de réglage. L'expansion est nécessaire pour prendre en charge l'approvisionnement croissant dans la partie ouest du réseau et pour livrer du gaz en réponse à la demande du marché qui augmente dans la partie est du réseau. La mise en service de l'expansion est prévue au premier semestre de 2021.

- **North Montney :** Le 23 mai 2018, l'ONÉ a publié un rapport recommandant au gouvernement fédéral d'approuver une demande de modification des approbations obtenues pour le projet North Montney afin d'éliminer la condition stipulant qu'une décision d'investissement finale positive doit être prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG avant le début de la construction. Le gouvernement fédéral a approuvé cette recommandation le 22 juin 2018 et, le 2 juillet 2018, l'ONÉ a rendu une ordonnance modifiée à l'égard du projet.

Le projet North Montney se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 206 km (128 milles), de trois postes de compression et de 14 postes de comptage. L'estimation actuelle du coût du projet a augmenté de 0,2 milliard de dollars pour atteindre 1,6 milliard de dollars, en raison principalement de retards du calendrier de construction et d'une hausse des coûts de construction tributaires du marché.

La première phase du projet devrait être mise en service d'ici le quatrième trimestre de 2019 et la deuxième phase, d'ici le deuxième trimestre de 2020.

Gazoducs – États-Unis :

- **Nixon Ridge** : Le 7 juin 2018, un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris à Nixon Ridge, dans le comté de Marshall en Virginie occidentale. Des mesures d'urgence ont été prises et la section touchée du gazoduc a été rapidement isolée. Cet incident n'a causé aucune blessure et aucun dommage matériel aux structures environnantes. Le gazoduc a été remis en service le 15 juillet 2018. Selon les constatations préliminaires de la PHMSA dans son ordonnance de sécurité proposée, le bris aurait été provoqué par un affaissement du sol. L'enquête se poursuit et nous collaborons pleinement avec la PHMSA pour déterminer la cause profonde de cet incident. Nous ne nous attendons pas à ce que ce bris ait une incidence importante sur nos résultats financiers.

Gazoducs – Mexique :

- **Topolobampo** : Le 29 juin 2018, le gazoduc de Topolobampo a été mis en service. Ce gazoduc d'une longueur de 560 km (348 milles) a une capacité de 720 TJ/j (670 Mpi³/j). Il recevra du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et l'acheminera vers des points de livraison se trouvant le long de son tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. Conformément aux dispositions du contrat de transport ayant trait aux événements de force majeure, nous avons commencé à percevoir et à enregistrer des produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.
- **Sur de Texas** : La construction de l'infrastructure extracôtère a été achevée en mai 2018 et le projet avance toujours en vue de sa mise en service prévue vers la fin de 2018.
- **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.

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. En 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 15 mai 2018, le Département d'État des États-Unis a déposé un avis d'intention d'effectuer une évaluation environnementale portant sur le tracé modifié de Keystone XL au Nebraska. Les commentaires du public devaient être formulés en juin 2018. Le 30 juillet 2018, le Département d'État des États-Unis a publié un projet d'évaluation environnementale. Les commentaires sur le projet doivent être déposés d'ici le 29 août 2018. Nous nous attendons à ce que le Département d'État des États-Unis termine l'évaluation environnementale supplémentaire d'ici le troisième ou le quatrième trimestre de 2018.

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 ont été entendues en 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 13 juin 2018, la Cour suprême a rejeté l'appel,

indiquant que le tribunal inférieur n'avait pas la compétence nécessaire pour entendre l'affaire. Cette décision est finale puisque l'arrêt de la Cour suprême ne peut être porté en appel.

Énergie :

- **Cartier Énergie éolienne** : Le 1^{er} août 2018, nous avons conclu une entente visant la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture. La vente devrait être réalisée au quatrième trimestre de 2018, sous réserve de certaines autorisations réglementaires et autres, et donner lieu à un gain estimatif de 175 millions de dollars (130 millions de dollars après les impôts) qui sera comptabilisé à la clôture de la transaction.

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 septembre 2018 sur les actions ordinaires de TransCanada en circulation. Le dividende trimestriel équivaut à un dividende annualisé de 2,76 \$ par action ordinaire.
- **Émission de titres d'emprunt à long terme** : Au deuxième trimestre de 2018, TCPL a émis des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1 milliard de dollars US échéant en mai 2028 et portant intérêt au taux fixe de 4,25 %, des billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions de dollars US échéant en mai 2038 et portant intérêt au taux fixe de 4,75 % ainsi qu'une série supplémentaire de billets de premier rang non garantis d'un montant de 1 milliard de dollars US échéant en mai 2048 et portant intérêt au taux fixe de 4,875 %.

En juillet 2018, TCPL a émis des billets à moyen terme d'un montant de 800 millions de dollars échéant en juillet 2048 et portant intérêt au taux fixe de 4,182 % et des billets à moyen terme d'un montant de 200 millions de dollars échéant en mars 2028 et portant intérêt au taux fixe de 3,39 %.

Le produit net des émissions susmentionnées a servi à des fins générales et à financer notre programme d'investissement.

- **Régime de réinvestissement des dividendes** : Au deuxième trimestre de 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires à notre RRD s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 208 millions de dollars en actions ordinaires aux termes du régime. Depuis le début de l'exercice 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 36 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de dividendes de 442 millions de dollars.
- **Programme d'émission d'actions au cours du marché** : Au deuxième trimestre de 2018, 8,1 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre de notre programme au cours du marché au prix moyen de 54,63 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 443 millions de dollars. Au cours du semestre clos le 30 juin 2018, 13,9 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre du programme au prix moyen de 55,42 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 772 millions de dollars.

En juin 2018, nous avons annoncé que la société avait majoré la capacité de son programme au cours du marché existant. Ainsi, nous pourrions émettre à l'occasion, dans le public, des actions ordinaires additionnelles sur le capital autorisé, à raison d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars, ce qui porte le total révisé à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars américains (le « programme au cours du marché modifié »), selon le cours du marché en vigueur au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX ou de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TransCanada au Canada ou aux États-Unis. Le programme au cours du marché modifié, qui sera en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019, sera activé à notre gré et au besoin en fonction du profil des dépenses en immobilisations de notre programme d'investissement et du coût relatif de nos autres possibilités de financement.

- **Flux de trésorerie distribuables comparables** : Au deuxième trimestre de 2018, notre méthode de calcul des flux de trésorerie distribuables comparables a été révisée afin d'exclure la déduction des dépenses d'investissement de maintien relatives aux actifs pour lesquels nous sommes en mesure de recouvrer les coûts à même les droits visant les gazoducs. Nous estimons que le fait d'inclure uniquement les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables dans le calcul des flux de trésorerie distribuables donne la meilleure image des liquidités disponibles aux fins de réinvestissement ou de distribution aux actionnaires. En ce qui concerne nos gazoducs assujettis à la réglementation des tarifs au Canada et aux États-Unis, nous avons la possibilité de recouvrer les dépenses d'investissement de maintien à même les droits actuels ou futurs et d'en tirer un rendement. Les arrangements tarifaires visant nos pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien. Ainsi, nous n'avons pas déduit les dépenses d'investissement de maintien recouvrables liées à ces activités aux fins du calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.
- **Mesures de la FERC de 2018** : En décembre 2016, la Federal Energy Regulator Commission (« 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. Cet 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^{er} 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. En ce qui concerne nos gazoducs réglementés aux États-Unis, l'incidence de la réévaluation a été comptabilisée en tant que passif réglementaire net.

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. Le 18 juillet 2018, la FERC a publié 1) une ordonnance rejetant les demandes de nouvelle audience visant l'énoncé de politique révisé et 2) une règle définitive adoptant et révisant les procédures exposées dans l'avis d'ébauche de règle et en clarifiant certains aspects (ensemble, les « mesures de la FERC de 2018 »). La règle définitive entrera en vigueur le 13 septembre 2018 et pourrait faire l'objet de demandes de nouvelle audience et de nouveaux éclaircissements.

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 jeudi 2 août 2018 pour discuter de nos résultats financiers du deuxième 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'entretiendront des résultats financiers et des faits nouveaux au sein de la société à 9 h (HR) ou à 11 h (HE).

Les membres de la communauté financière et autres intéressés sont invités à participer à la téléconférence en composant le 800 377-0758 ou le 416 340-2218 (région de Toronto) au moins 10 minutes avant le début de la conférence. Aucun code d'accès n'est nécessaire. La téléconférence sera webdiffusée en direct au www.transcanada.com ou à partir de l'URL suivante : www.gowebcasting.com/9341.

La téléconférence pourra être entendue en reprise deux heures après sa conclusion et jusqu'à minuit (HE), le 9 août 2018; il suffira de composer le 800 408-3053 ou le 905 694-9451 (région de Toronto), ainsi que le code d'accès 1845117#.

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

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TransCanada est un chef de file de [l'aménagement responsable](#) et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz. Le réseau de 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 www.transCanada.com pour en apprendre davantage ou [nous rejoindre par l'entremise des médias sociaux](#).

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 1^{er} août 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 et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, à l'adresse www.sec.gov.

Mesures non conformes aux PCGR

Le présent communiqué contient des références à des mesures non conformes aux PCGR, notamment le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, le BAIIA comparable, les flux de trésorerie distribuables comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire 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, sauf mention contraire dans les états financiers consolidés condensés et le rapport de gestion. Pour plus d'information au sujet des mesures non conformes aux PCGR, consulter le rapport trimestriel aux actionnaires de TransCanada en date du 1^{er} août 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

Deuxième trimestre de 2018

Points saillants des résultats financiers

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice				
Produits	3 195	3 230	6 619	6 637
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	785	881	1 519	1 524
par action ordinaire – de base	0,88 \$	1,01 \$	1,70 \$	1,76 \$
– dilué	0,88 \$	1,01 \$	1,70 \$	1,75 \$
BAIIA comparable ¹	1 991	1 830	4 054	3 807
Résultat comparable ¹	768	659	1 632	1 357
par action ordinaire ¹	0,86 \$	0,76 \$	1,83 \$	1,56 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 805	1 353	3 217	2 655
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 459	1 367	3 070	2 875
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	1 306	1 181	2 745	2 521
par action ordinaire ¹	1,46 \$	1,36 \$	3,08 \$	2,90 \$
Dépenses d'investissement ²	2 597	2 321	4 693	4 115
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,69 \$	0,625 \$	1,38 \$	1,25 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	896	870	892	868
– émises et en circulation à la fin de la période	904	871	904	871

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.

Rapport de gestion

Le 1^{er} août 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 et le semestre clos le 30 juin 2018, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 leurs résultats prévus, y compris l'incidence prévue des mesures de la FERC de 2018;
- 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.

DEUXIÈME 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 mesures de la FERC de 2018;
- 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 mesures de la FERC de 2018;
- 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.

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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de TransCanada dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

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

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

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

Mesures comparables

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

Toute décision 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.

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 non recouvrables.

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. Dans les faits, nous avons la possibilité de recouvrer à même les droits la totalité des dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs au Canada sont prises en compte dans leur base

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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 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 à nos pipelines de liquides est prévu par les arrangements tarifaires qui régissent ceux-ci. C'est pourquoi le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire présentés, depuis le début du deuxième trimestre de 2018, tient compte seulement d'une réduction au titre des dépenses d'investissement de maintien recouvrables. Les chiffres correspondants ont été ajustés en conséquence. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Résultats consolidés – deuxième trimestre de 2018

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Gazoducs – Canada	280	305	533	587
Gazoducs – États-Unis	541	401	1 189	962
Gazoducs – Mexique	118	120	255	238
Pipelines de liquides	390	251	731	478
Énergie	191	645	241	843
Siège social	72	(40)	(9)	(73)
Total du bénéfice sectoriel	1 592	1 682	2 940	3 035
Intérêts débiteurs	(558)	(524)	(1 085)	(1 024)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	113	121	218	222
Intérêts créditeurs et autres	(92)	89	(29)	109
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 055	1 368	2 044	2 342
Charge d'impôts	(153)	(393)	(274)	(593)
Bénéfice net	902	975	1 770	1 749
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(76)	(55)	(170)	(145)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	826	920	1 600	1 604
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(39)	(81)	(80)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	785	881	1 519	1 524
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,88 \$	1,01 \$	1,70 \$	1,76 \$
– dilué	0,88 \$	1,01 \$	1,70 \$	1,75 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 96 millions de dollars et de 5 millions de dollars (0,13 \$ et 0,06 \$ par action ordinaire) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017. Le 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 2018 comprennent les éléments suivants :

- une perte de 5 millions de dollars, après les impôts, pour la période écoulée depuis le début de l'exercice découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, composée d'une perte de 11 millions de dollars, après les impôts, pour le deuxième trimestre et d'un gain de 6 millions de dollars, après les impôts, pour le premier trimestre et correspondant essentiellement au revenu comptabilisé sur la vente de nos contrats de détail. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable du secteur de l'énergie à compter du 1^{er} janvier 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats continuera de s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de l'exercice 2020.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Les résultats de 2017 comprenaient les éléments suivants :

- un gain net de 255 millions de dollars, après les impôts, relatif à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, composé d'un gain de 441 millions de dollars, après les impôts, à la vente de TC Hydro au deuxième trimestre, d'une perte supplémentaire de 176 millions de dollars, après les impôts, comptabilisée au deuxième trimestre sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et de coûts de cession de 10 millions de dollars, après les impôts, comptabilisés au premier semestre;
- une charge de 15 millions de dollars pour le deuxième trimestre et de 39 millions de dollars pour le premier semestre, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 4 millions de dollars pour le deuxième trimestre et de 11 millions de dollars pour le premier semestre, 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 au premier trimestre se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers d'actifs du projet Keystone XL.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	785	881	1 519	1 524
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	11	—	5	—
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(265)	—	(255)
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	15	—	39
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	4	—	11
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	—	(7)
Activités de gestion des risques ¹	(28)	24	108	45
Résultat comparable	768	659	1 632	1 357
Bénéfice net par action ordinaire – de base	0,88 \$	1,01 \$	1,70 \$	1,76 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	0,01	—	0,01	—
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(0,30)	—	(0,29)
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	0,02	—	0,04
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	—	—	0,01
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	—	(0,01)
Activités de gestion des risques	(0,03)	0,03	0,12	0,05
Résultat comparable par action ordinaire	0,86 \$	0,76 \$	1,83 \$	1,56 \$

¹ Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Installations énergétiques au Canada	1	3	3	4
Installations énergétiques aux États-Unis	39	(94)	(62)	(156)
Commercialisation des liquides	62	4	55	4
Stockage de gaz naturel	(3)	(4)	(6)	1
Change	(60)	41	(139)	56
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(11)	26	41	46
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	28	(24)	(108)	(45)

Le résultat comparable a augmenté de 109 millions de dollars (0,10 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 juin 2018 comparativement à celui de la même période en 2017. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- 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;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

- 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;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à l'abaissement des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus, ainsi que la diminution des intérêts capitalisés, facteurs en partie compensés par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, par suite surtout de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- la diminution 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.

Le résultat comparable a augmenté de 275 millions de dollars (0,27 \$ par action ordinaire) pour le semestre clos le 30 juin 2018 comparativement à celui de la même période en 2017. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- 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;
- 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;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à l'abaissement des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, du fait surtout 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 vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus, ainsi que la diminution des intérêts capitalisés, facteurs en partie compensés par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- 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.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 tient également 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.

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. Cet 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^{er} 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. En ce qui concerne nos gazoducs réglementés aux États-Unis, l'incidence de la réévaluation a été comptabilisée en tant que passif réglementaire net.

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. Le 18 juillet 2018, la FERC a publié 1) une ordonnance rejetant les demandes de nouvelle audience visant l'énoncé de politique révisé et 2) une règle définitive adoptant et révisant les procédures exposées dans l'avis d'ébauche de règle et en clarifiant certains aspects (ensemble, les « mesures de la FERC de 2018 »). La règle définitive entrera en vigueur le 13 septembre 2018, et elle pourrait faire l'objet de demandes de nouvelle audience et de nouveaux éclaircissements. 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

L'énoncé de politique révisé modifie la politique de longue date de la FERC autorisant l'inclusion de certains soldes d'impôts 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. L'énoncé de politique révisé laisse présumer que les entités dont les bénéfices ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une entreprise constituée en société par actions ne devraient plus être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs réglementés liés au coût du service. Le 18 juillet 2018, la FERC a rejeté les demandes de nouvelle audience et a fourni des éclaircissements sur l'énoncé de politique révisé. Dans cette ordonnance, la FERC a souligné qu'il n'est pas systématiquement interdit à une société en commandite cotée en bourse de faire valoir lors d'une future instance tarifaire, preuves à l'appui, qu'elle a le droit de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs liés au coût du service. En outre, la FERC a donné des indications sur les cumuls d'impôts reportés des pipelines détenus par des sociétés en commandite cotée en bourse et d'autres entités intermédiaires. La FERC a décrété que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Par conséquent, l'énoncé de politique révisé interdit également la constatation et l'amortissement subséquent de tout actif ou passif réglementaire qui aurait auparavant influé sur les tarifs facturés aux clients sous forme de remboursement ou de recouvrement d'actifs ou de passifs d'impôts reportés excédentaires ou déficitaires.

Règle définitive sur les nouveautés fiscales concernant les gazoducs interétatiques

La règle définitive établit le calendrier selon lequel les gazoducs interétatiques doivent soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) publier un rapport (le « Formulaire n° 501-G de la FERC »), présenté une seule fois, dans lequel seraient quantifiées et isolées 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. Les gazoducs qui décident de présenter le Formulaire n° 501-G de la FERC auront 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 de la réduction du coût du service indiqué dans le Formulaire n° 501-G de la FERC. La FERC garantit à tout gazoduc qui retiendrait cette option un moratoire de trois ans sur les enquêtes en vertu de l'article 5 de la même loi si, dans le formulaire, le RCA estimatif du gazoduc est d'au plus 12 %. Aux termes de la règle définitive, et sans égard pour l'énoncé de politique révisé décrit plus haut, un gazoduc structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse n'est pas tenu de renoncer au recouvrement de sa charge d'impôts à même ses tarifs, mais peut réduire ses tarifs de façon à refléter la réduction du taux maximal d'imposition des sociétés. Ou encore, le même gazoduc peut renoncer au recouvrement de sa charge d'impôts ainsi qu'à ses cumuls d'impôts reportés ayant servi de base à l'établissement de ses tarifs. Lorsque les cumuls d'impôts reportés sont en passif, cette élimination aurait pour effet d'augmenter la base tarifaire du gazoduc;
- 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;
- ne prendre aucune autre mesure. La FERC décidera s'il convient qu'elle entreprenne une enquête en vertu de l'article 5 visant tout gazoduc n'ayant pas déposé un rapport restreint sur les tarifs en vertu de l'article 4 ou ne s'étant pas engagé à déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4.

Nous sommes à étudier cette règle définitive et les mesures que nous prendrons en conséquence, mais nous ne pensons pas que cette règle définitive 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 a recueilli 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 réservés en prévision de leur paiement à l'Internal Revenue Service ou de leur remboursement par celui-ci, mais qui ne correspondent plus exactement aux passifs ou aux actifs d'impôts futurs. L'avis d'enquête a aussi recueilli des commentaires sur l'élimination de l'amortissement des primes imposée aux gazoducs réglementés ainsi que sur d'autres effets de la réforme fiscale aux États-Unis sur les tarifs ou les bénéfices réglementés.

Comme il a été indiqué plus haut, l'ordonnance de la FERC sur la nouvelle audience de l'énoncé de politique révisé a fourni des indications sur les cumuls d'impôts reportés des pipelines structurés sous forme de société en commandite cotée en bourse, décrétant que si la possibilité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée du calcul des tarifs liés au coût du service, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés entrant dans le calcul de la base tarifaire.

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 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 et, de plus, ils 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^{er} janvier 2018. Comme ANR, Columbia Gas, Columbia Gulf et 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 la règle définitive, il est possible que les tarifs futurs soient modifiés de manière prospective par suite de la réforme fiscale aux États-Unis; il est cependant probable que l'effet de cette dernière serait en grande partie 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 bénéfices et les flux de trésorerie de nos gazoducs en propriété exclusive aux États-Unis seront limitées par rapport aux résultats d'avant la réforme fiscale.

Par ailleurs, l'énoncé de politique révisé interdit aux 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

Lorsque les mesures de la FERC de 2018 ont été d'abord proposées, en mars 2018, et par suite de ces mesures, nous avons considéré que de nouvelles cessions d'actifs à TC PipeLines, LP ne constitueraient plus un moyen de financement viable. En outre, nous avons cessé d'utiliser le programme d'émission au cours du marché de TC PipeLines, LP. Par suite de la publication, le 18 juillet 2018, des mesures de la FERC de 2018, il reste à déterminer si ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir et, le cas échéant, à quel moment ils le redeviendront. Nous croyons néanmoins 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 modifié 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 nous affairons à effectuer un nouvel examen des répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur nos actifs de TC PipeLines, LP, en particulier pour considérer les changements décrits ci-dessus et les nouvelles possibilités ouvertes par la règle définitive. Bien qu'il existe nombre d'incertitudes en ce qui concerne ces changements, ceux-ci pourraient avoir une incidence négative significative sur les bénéfices, les flux de trésorerie et la situation financière de TC PipeLines, LP. Si TC PipeLines, LP ou nous décidions de prendre des mesures proactives pour faire face aux changements intervenus, les tarifs de certains de nos réseaux de gazoducs pourraient varier de manière prospective dès la fin de 2018. Toutefois, pour 2018, ces répercussions devraient être limitées, mais elles pourraient s'avérer plus marquées pour TC PipeLines, LP au cours des périodes à venir. En revanche, 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, ce qui devrait les prémunir des répercussions des mesures de la FERC de 2018. Comme notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffre approximativement à 25 %, l'effet des mesures de la FERC de 2018 qui se rattache à TC PipeLines, LP ne devrait pas être important en regard de nos bénéfices ou de nos flux de trésorerie consolidés.

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 la règle définitive, sauf pour les gazoducs qui sont protégés par un moratoire. Comme il a été indiqué plus haut, la modification apportée à la règle définitive pour permettre aux sociétés en commandite cotées en bourse de retirer leurs cumuls d'impôts reportés en passif de leur base tarifaire, augmentant généralement celle-ci, pourrait compenser encore la perte de la possibilité de recouvrer leur charge d'impôts à même les tarifs liés au coût du service.

Par suite de la publication initiale, en mars 2018, des mesures de la FERC de 2018, et afin de préserver des liquidités en prévision d'une réduction éventuelle de nos produits, TC PipeLines, LP a réduit de 35 % la distribution trimestrielle à ses porteurs de parts ordinaires, qui s'élève donc à 0,65 \$ US la part depuis la distribution du premier trimestre de 2018.

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 mises en œuvre au moyen d'instances tarifaires individuelles ou de règlements tarifaires, et que nous ayons, de concert avec TC PipeLines, LP, effectué une évaluation exhaustive des avenues respectives qui s'offrent à nous pour atténuer au mieux les effets négatifs de ces mesures, le cas échéant, 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 jusqu'à maintenant en 2018. 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 de la FERC de 2018 ne sera pas recouvrable. Nous continuerons de surveiller ces développements et de soumettre notre écart d'acquisition à des tests de dépréciation au besoin et 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 30 juin 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 30 juin 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 »). Les montants comptabilisés afin d'ajuster les impôts 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; de plus, ils pourraient changer en fonction des choix que nous retiendrons parmi les traitements particuliers que la règle définitive de la FERC prévoit et qui sont décrits plus haut. 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 deuxième trimestre de 2018. Nos passifs réglementaires nets pourraient faire l'objet d'ajustements prospectifs une fois que l'incidence définitive des mesures de la FERC de 2018 sera connue.

Depuis le 1^{er} janvier 2018, nous amortissons les passifs réglementaires nets 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 15 millions de dollars et de 24 millions de dollars des passifs réglementaires nets a été comptabilisé dans les produits du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018, respectivement.

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 28 milliards de dollars d'investissements 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 intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

Depuis le deuxième trimestre de 2018, nous avons inclus dans le tableau ci-après les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de tous nos secteurs d'activité. Les dépenses d'investissement de maintien de nos gazoducs réglementés au Canada et aux États-Unis sont ajoutées à la base tarifaire; nous avons la possibilité de tirer un rendement de ces dépenses et de les recouvrer à même les droits en vigueur ou futurs. Ce traitement s'apparente à celui que nous réservons aux dépenses en immobilisations visant la capacité de ces gazoducs. Les arrangements tarifaires visant les pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Projets à court terme

(non audité – en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 juin 2018
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2018-2021	0,2	—
Réseau de NGTL	2018	0,6	0,4
	2019	2,6	0,5
	2020	1,7	0,1
	2021+	2,5	—
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2018-2020	2,5	0,2
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Mountaineer XPress	2018	3,0 US	1,4 US
WB XPress	2018	0,9 US	0,6 US
Modernisation II	2018-2020	1,1 US	0,3 US
Buckeye XPress	2020	0,2 US	—
Columbia Gulf			
Gulf XPress	2018	0,6 US	0,4 US
Autres	2018-2020	0,3 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2018-2020	1,9 US	0,2 US
Gazoducs – Mexique			
Sur de Texas	2018	1,3 US	1,2 US
Villa de Reyes	2019	0,8 US	0,6 US
Tula	2020	0,7 US	0,5 US
Pipelines de liquides			
White Spruce	2019	0,2	0,1
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2018-2020	0,1	—
Énergie			
Napanee ²	2018	1,5	1,3
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ³	jusqu'en 2020	0,9	0,3
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁴	2018-2020	0,7	0,1
		24,3	8,3
Incidence du change sur les projets à court terme ⁵		3,3	1,6
Total des projets à court terme (en dollars CA)		27,6	9,9

1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, et l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP.

2 Reflète les coûts accrus qu'occasionnera la mise en service des installations au quatrième trimestre de 2018.

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 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement aux appels de fonds de Bruce Power et à d'autres montants liés aux installations du secteur Énergie.

5 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,31 au 30 juin 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 ¹	Valeur comptable au 30 juin 2018
Gazoducs – Canada		
Projets liés au GNL de la côte Ouest du Canada		
Coastal GasLink ²	4,8	0,5
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Pipelines de liquides		
Heartland et terminaux de TC ^{2,3}	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2	0,7	—
Keystone XL ⁴	8,0 US	0,3 US
Terminal Hardisty ^{2,3,4}	0,3	0,1
Énergie		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie	5,3	—
	21,9	1,0
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme ⁵	2,5	0,1
Projets à moyen et à long terme (en dollars CA)	24,4	1,1

1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, et l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP.

2 Les approbations réglementaires ont été obtenues.

3 Nous cherchons actuellement à conclure d'autres ententes commerciales à l'appui de ce projet.

4 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^{er} janvier 2018.

5 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,31 au 30 juin 2018.

Perspectives

Résultats comparables consolidés

Nous nous attendons à ce que les résultats comparables consolidés par action ordinaire du second semestre de 2018 soient semblables à ceux obtenus pour le premier semestre de l'exercice. 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 des facteurs suivants :

- la progression des résultats découlant des ventes contractuelles supplémentaires et de la réduction des charges du secteur des gazoducs aux États-Unis;
- la hausse des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone et les apports plus élevés des activités de commercialisation des liquides;
- l'accroissement des produits tirés des gazoducs au Mexique;
- l'avantage accru conféré par la réforme fiscale aux États-Unis et la meilleure compréhension des retombées de celle-ci.

Les mesures de la FERC de 2018 ne devraient pas avoir une incidence importante 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 dépenses d'investissement de maintien et aux apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Cette augmentation 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, de même que la capitalisation des coûts destinés à l'avancement de nos projets à moyen et long terme.

Gazoducs – Canada

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)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Réseau de NGTL	311	236	582	466
Réseau principal au Canada	204	264	397	511
Autres ¹	30	27	60	54
BAIIA comparable	545	527	1 039	1 031
Amortissement	(265)	(222)	(506)	(444)
BAI comparable et bénéfice sectoriel	280	305	533	587

¹ 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 25 millions de dollars et de 54 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, et il est l'équivalent du BAI 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.

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	96	87	188	169
Réseau principal au Canada	44	48	81	100
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			9 250	8 043
Réseau principal au Canada			3 829	4 131

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 9 millions de dollars et de 19 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017. Cette progression s'explique par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux et a été contrebalancée en partie par la diminution des revenus incitatifs. Le 19 juin 2018, l'ONÉ a approuvé la demande de règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL pour 2018 et 2019 (le « règlement de 2018-2019 »). Ce règlement, en vigueur du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration, le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables ainsi qu'une augmentation des taux d'amortissement. Voir la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 4 millions de dollars et de 19 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, comparativement aux mêmes périodes en 2017, en raison principalement du fait que nous n'avons pas inscrit de revenus incitatifs en 2018 en attendant une décision de l'ONÉ sur l'examen des tarifs pour la période 2018-2020. Par conséquent, les résultats inscrits à ce jour par le réseau principal au Canada sont fondés sur les derniers chiffres approuvés, soit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 43 millions de dollars et de 62 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, principalement en raison des installations qui ont été mises en service pour le réseau de NGTL et d'un accroissement des taux d'amortissement approuvés dans le règlement de 2018-2019.

DEUXIÈME 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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Columbia Gas	202	136	433	321
ANR	118	93	259	215
TC PipeLines, LP ^{1,2,3}	33	27	72	59
Great Lakes ⁴	21	13	56	40
Midstream	29	20	59	43
Columbia Gulf	30	21	56	39
Autres gazoducs aux États-Unis ^{3,5}	16	22	31	50
Participations sans contrôle ⁶	97	78	215	186
BAIIA comparable	546	410	1 181	953
Amortissement	(128)	(112)	(250)	(224)
BAII comparable	418	298	931	729
Incidence du change	123	103	258	243
BAII comparable (en dollars CA)	541	401	1 189	972
Postes particuliers :				
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	—	(10)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	541	401	1 189	962

- 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 30 juin 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 %, alors qu'elle s'était chiffrée à 26,3 % pour la période correspondante de 2017. Pour le semestre clos le 30 juin 2018, elle se situait entre 25,7 % et 25,5 %, alors qu'elle s'était située entre 26,5 % et 26,3 % pour la même période en 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^{er} 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 Crossroads, Iroquois et PNGTS (jusqu'au 1^{er} juin 2017 en ce qui concerne Iroquois et PNGTS) 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^{er} 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 140 millions de dollars et de 227 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, comparativement aux mêmes périodes en 2017.

Le bénéfice sectoriel du semestre clos le 30 juin 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 en 2018 a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2017.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 a augmenté de 136 millions de dollars US et de 228 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes 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, l'amélioration des prix des produits de base et l'augmentation des débits inscrits par Midstream;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement des passifs réglementaires nets comptabilisés en 2017 par suite de la réforme fiscale aux États-Unis.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 16 millions de dollars US et de 26 millions de dollars US pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, principalement en raison des nouveaux projets mis en service.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Gazoducs – Mexique

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

(non audité – en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Topolobampo	42	40	86	80
Tamazunchale	32	27	63	56
Mazatlán	19	17	39	33
Guadalajara	16	17	35	34
Sur de Texas ¹	1	7	10	11
Autres	—	—	4	—
BAIIA comparable	110	108	237	214
Amortissement	(18)	(19)	(37)	(36)
BAII comparable	92	89	200	178
Incidence du change	26	31	55	60
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	118	120	255	238

1 Ces données représentent notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation de 60 %.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique a diminué de 2 millions de dollars et augmenté de 17 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, et il est équivalent au BAII comparable. Le résultat des activités que nous menons au Mexique est soutenu par des contrats à long terme procurant des produits stables et principalement libellés en dollars US et il est tributaire des coûts relatifs à la prestation des services. L'affaiblissement du dollar américain en 2018 a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens comparativement aux mêmes périodes en 2017.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 s'est accru de 2 millions de dollars US et de 23 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2017, en raison principalement du moment de la constatation des produits d'exploitation, facteur en partie contrebalancé par la baisse de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation dans le gazoduc Sur de Texas par suite de la hausse des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TransCanada. Les intérêts débiteurs sur le prêt intersociétés sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres.

AMORTISSEMENT

L'amortissement est resté à peu près constant pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, comparativement aux mêmes périodes en 2017.

Pipelines de liquides

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Réseau d'oléoducs Keystone	352	329	692	635
Pipelines en Alberta	37	—	76	—
Autres ¹	24	3	76	9
BAIIA comparable	413	332	844	644
Amortissement	(85)	(80)	(168)	(157)
BAII comparable	328	252	676	487
Postes particuliers :				
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(5)	—	(13)
Activités de gestion des risques	62	4	55	4
Bénéfice sectoriel	390	251	731	478
BAII comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	89	57	182	112
Dollars US	185	146	387	281
Incidence du change	54	49	107	94
	328	252	676	487

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 139 millions de dollars et de 253 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, et il tient compte des éléments suivants :

- charges avant les impôts au titre du maintien des actifs de Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en 2017 en attendant l'avancement du projet. En 2018, les charges de Keystone XL sont capitalisées;
- des gains non réalisés en 2018 découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

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 aussi 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 81 millions de dollars et de 200 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 par rapport aux mêmes périodes 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 contractuels et vendus au comptant sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

- la réduction des coûts liés à l'expansion des affaires du fait de la capitalisation des dépenses consacrées à Keystone XL;
- l'affaiblissement du dollar américain, qui a eu une incidence négative sur le résultat équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 5 millions de dollars et de 11 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, en raison de la mise en service de nouvelles installations, partiellement contrebalancée par l'affaiblissement du dollar américain.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Énergie

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 canadiens, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Installations énergétiques au Canada				
Installations énergétiques de l'Ouest	34	23	71	53
Installations énergétiques de l'Est ¹	70	83	152	177
Bruce Power ¹	91	132	145	223
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US) ²	—	32	—	86
Incidence du change sur les installations énergétiques aux États-Unis	—	9	—	27
Installations de stockage de gaz naturel et autres	10	11	17	32
Expansion des affaires	(3)	(3)	(7)	(6)
BAIIA comparable	202	287	378	592
Amortissement	(33)	(39)	(65)	(79)
BAll comparable	169	248	313	513
Postes particuliers :				
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	(15)	—	(7)	—
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	492	—	481
Activités de gestion des risques	37	(95)	(65)	(151)
Bénéfice sectoriel	191	645	241	843

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 454 millions de dollars et de 602 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, et il tenait compte des postes particuliers suivants :

- une perte de 7 millions de dollars pour la période écoulée depuis le début de l'exercice découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, composée d'une perte de 15 millions de dollars pour le deuxième trimestre et d'un gain de 8 millions de dollars pour le premier trimestre et correspondant essentiellement au revenu comptabilisé sur la vente de nos contrats de détail. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable du secteur de l'énergie à compter du 1^{er} janvier 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats continuera de s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de l'exercice 2020;
- un gain net de 492 millions de dollars et de 481 millions de dollars, avant les impôts, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017 découlant de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Installations énergétiques au Canada	1	3	3	4
Installations énergétiques aux États-Unis	39	(94)	(62)	(156)
Stockage de gaz naturel et autres	(3)	(4)	(6)	1
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	37	(95)	(65)	(151)

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

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a chuté de 85 millions de dollars et de 214 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis par suite essentiellement de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- 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 et du résultat inférieur des activités de passation de contrats. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- 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 diminution du résultat des activités de stockage de gaz naturel pour le semestre, imputable principalement au rétrécissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké;
- la hausse du résultat des installations énergétiques de l'Ouest sous l'effet des marges plus élevées réalisées sur des volumes d'électricité accrus.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars et de 14 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017 par suite de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

BRUCE POWER

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

(non audité – en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits	385	428	756	829
Charges d'exploitation	(209)	(209)	(436)	(433)
Amortissement et autres	(85)	(87)	(175)	(173)
BAIIA comparable et BAIL comparable¹	91	132	145	223
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ²	89 %	92 %	87 %	91 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	76	41	150	97
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	3	3	34	20
Volumes des ventes (en GWh) ¹	6 027	6 309	11 723	12 292
Prix de vente réalisé par MWh ³	67 \$	68 \$	67 \$	67 \$

1 Ces données représentent notre participation de 48,3 % (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.

Les travaux à effectuer sur les réacteurs 1 et 4, qui avaient nécessité une période d'arrêt de l'exploitation, ont été achevés au premier semestre de 2018. Des travaux d'entretien prévus des réacteurs 3 et 8 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 %.

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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
BAIIA comparable et BAII comparable	(15)	(12)	(17)	(16)
Postes particuliers :				
Gain (perte) de change – prêt intersociétés ¹	87	(8)	8	(8)
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(20)	—	(49)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	72	(40)	(9)	(73)

1 Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Siège social.

Le bénéfice sectoriel du siège social a augmenté de 112 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2018 comparativement à la même période en 2017. Pour le semestre clos le 30 juin 2018, la perte sectorielle du siège social a diminué de 64 millions de dollars comparativement à la même période en 2017. Ces résultats comprenaient les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du BAII comparable :

- les gains et les pertes de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos et lié au projet Sur de Texas, qui représente notre quote-part du financement de la société liée. Des pertes et des gains de change correspondants sont comptabilisés dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés et compensent la totalité de ces montants;
- 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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(131)	(118)	(265)	(226)
Libellés en dollars US	(332)	(323)	(646)	(640)
Incidence du change	(97)	(111)	(180)	(214)
	(560)	(552)	(1 091)	(1 080)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(28)	(28)	(50)	(45)
Intérêts capitalisés	30	56	56	101
Intérêts débiteurs	(558)	(524)	(1 085)	(1 024)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Les intérêts débiteurs ont augmenté de 34 millions de dollars et de 61 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes 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;
- la diminution des intérêts capitalisés, principalement par suite de l'achèvement de la construction de Grand Rapids et de Northern Courier en 2017;
- 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.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Libellée en dollars CA	21	55	41	105
Libellée en dollars US	72	49	139	87
Incidence du change	20	17	38	30
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	113	121	218	222

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 8 millions de dollars et de 4 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, par rapport à celle des mêmes périodes 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, ainsi que de l'achèvement du programme d'expansion du réseau de NGTL en 2017.

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

Intérêts créditeurs et autres

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	55	40	118	45
Postes particuliers :				
(Perte) gain de change – prêt intersociétés	(87)	8	(8)	8
Activités de gestion des risques	(60)	41	(139)	56
Intérêts créditeurs et autres	(92)	89	(29)	109

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 181 millions de dollars et de 138 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2017, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les intérêts créditeurs, contrebalancés en partie par la perte de change, sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Des intérêts débiteurs et un gain 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 montants compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

- 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;
- l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises;
- les gains réalisés en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéficiaire libellé en dollars américains, alors qu'en 2017 des pertes réalisées avaient été inscrites à ce chapitre;
- des revenus de 18 millions de dollars au titre du remboursement des coûts du projet Coastal Gaslink comptabilisés en 2017.

Charge d'impôts

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(146)	(198)	(317)	(442)
Postes particuliers :				
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	4	—	2	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	5	—	20
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	1	—	2
Gain net sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(227)	—	(226)
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	—	7
Activités de gestion des risques	(11)	26	41	46
Charge d'impôts	(153)	(393)	(274)	(593)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 52 millions de dollars et de 125 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, comparativement aux mêmes périodes 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, facteurs en partie contrebalancés par une hausse du résultat comparable avant les impôts sur le bénéfice.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(76)	(55)	(170)	(145)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 21 millions de dollars et de 25 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, comparativement aux mêmes périodes en 2017, principalement en raison de la hausse des résultats de TC PipeLines, LP. La hausse du bénéfice net est attribuable aux participations sans contrôle du semestre clos le 30 juin 2018 a été en partie contrebalancée par l'acquisition, en février 2017, des parts ordinaires résiduelles détenues dans le public et en circulation de CPPL.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Dividendes sur les actions privilégiées

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(39)	(81)	(80)

Les dividendes sur les actions privilégiées sont restés à peu près constants pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 comparativement aux mêmes périodes en 2017.

Faits récents

GAZODUCS – CANADA

Réseau de NGTL

Le 2 avril 2018, nous avons annoncé la mise en service du projet de gazoduc reliant la boucle du réseau principal du Nord-Ouest à Boundary Lake. Ce projet d'une valeur de 160 millions de dollars a permis d'ajouter de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 230 km (143 milles) et des postes de compression supplémentaires ainsi que d'accroître la capacité du réseau de NGTL d'environ 535 TJ/j (500 Mpi³/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 Mpi³/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 le programme d'investissement du réseau de NGTL d'environ 0,1 milliard de dollars pour le porter à 7,4 milliards de dollars, compte non tenu des dépenses d'investissement de maintien.

Approbation du projet North Montney

Le 23 mai 2018, l'ONÉ a publié un rapport recommandant au gouvernement fédéral d'approuver une demande de modification des approbations obtenues pour le projet North Montney afin d'en éliminer la condition stipulant qu'une décision d'investissement finale positive doit être prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG avant le début de la construction. Le gouvernement fédéral a approuvé cette recommandation le 22 juin 2018 et, le 2 juillet 2018, l'ONÉ a rendu une ordonnance modifiée à l'égard du projet.

Le projet North Montney se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 206 km (128 milles), de trois postes de compression et de 14 postes de comptage. L'estimation actuelle du coût du projet a augmenté de 0,2 milliard de dollars pour atteindre 1,6 milliard de dollars, en raison principalement de retards du calendrier de construction et d'une hausse des coûts de construction tributaires du marché.

L'ONÉ a ordonné à NGTL de faire approuver une méthode de tarification révisée à la suite d'une période provisoire correspondant à un an après l'obtention de la décision du gouvernement fédéral, sans quoi elle imposera par défaut des droits calculés à part. NGTL collabore avec les expéditeurs en vue de remplir ces exigences et a la certitude qu'un mécanisme de tarification approprié pourra être établi.

La première phase du projet devrait être mise en service d'ici le quatrième trimestre de 2019 et la deuxième phase, d'ici le deuxième trimestre de 2020.

Approbation du règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL

Le 19 juin 2018, l'ONÉ a approuvé sans modification le règlement pour 2018-2019 portant sur les tarifs définitifs pour 2018 et les tarifs provisoires révisés pour 2018. Aux termes du règlement pour 2018-2019, 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.

Demande concernant le projet d'expansion du réseau de NGTL en 2021

Le 20 juin 2018, nous avons présenté à l'ONÉ une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation du projet d'expansion de 2021. Le projet, dont le coût en capital est estimé à 2,3 milliards de dollars, se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 344 km (214 milles), de trois compresseurs et d'une vanne de réglage. L'expansion est nécessaire pour prendre en charge l'approvisionnement croissant dans la partie ouest du réseau et pour livrer du gaz en réponse à la demande du marché qui augmente dans la partie est du réseau. La mise en service de l'expansion est prévue au premier semestre de 2021.

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 de 100 millions de dollars ajoute quelque 245 TJ/j (228 Mpi³/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.

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.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Nixon Ridge

Le 7 juin 2018, un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris à Nixon Ridge, dans le comté de Marshall en Virginie occidentale. Des mesures d'urgence ont été prises et la section touchée du gazoduc a été rapidement isolée. Cet incident n'a causé aucune blessure et aucun dommage matériel aux structures environnantes. Le gazoduc a été remis en service le 15 juillet 2018. Selon les constatations préliminaires de la PHMSA dans son ordonnance de sécurité proposée, le bris aurait été provoqué par un affaissement du sol. L'enquête se poursuit et nous collaborons pleinement avec la PHMSA pour déterminer la cause profonde de cet incident. Nous ne nous attendons pas à ce que ce bris ait une incidence importante sur nos résultats financiers.

TC Pipelines, LP

Par suite des mesures de la FERC de 2018 proposées initialement en mars 2018 et dans le but de conserver des liquidités en prévision d'une éventuelle baisse des produits, TC PipeLines, LP a réduit sa distribution en trésorerie trimestrielle aux porteurs de parts ordinaires de 35 % pour la ramener à 0,65 \$ US par part en commençant avec la distribution du premier trimestre de 2018. Certaines incertitudes subsistent quant aux changements qui pourraient découler des mesures de la FERC de 2018, lesquels pourraient avoir une incidence négative significative sur les bénéfices, les flux de trésorerie et la situation financière de TC PipeLines, LP. Les liquidités conservées par TC PipeLines, LP servent à financer ses dépenses d'investissement courantes et le remboursement de la dette dans le but d'assurer une gestion prudente de ses finances en prévision de la baisse des produits qu'elle pourrait subir si les tarifs de son réseau de gazoducs devaient être révisés par suite des mesures de la FERC de 2018. Comme notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffre à environ 25 %, les mesures de la FERC de 2018 à l'égard de TC PipeLines, LP ne devraient pas avoir une incidence importante sur nos bénéfices ou nos flux de trésorerie consolidés.

Projet d'accès à Cameron

Le projet d'accès à Cameron, un projet de Columbia Gulf conçu pour assurer le transport d'environ 0,9 PJ/j (0,8 Gpi³/j) de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane, a été mis en service le 13 mars 2018.

Projets Mountaineer XPress et WB XPress

Au premier trimestre de 2018, les coûts estimatifs ont été révisés à la hausse pour atteindre 3,0 milliards de dollars US pour le projet Mountaineer XPress et 0,9 milliard de dollars US pour le projet WB XPress, ce qui représente des augmentations 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**Topolobampo**

Le 29 juin 2018, le gazoduc de Topolobampo a été mis en service. Ce gazoduc d'une longueur de 560 km (348 milles) a une capacité de 720 TJ/j (670 Mpi³/j). Il recevra du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et l'acheminera vers des points de livraison se trouvant le long de son tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. Conformément aux dispositions du contrat de transport ayant trait aux événements de force majeure, nous avons commencé à percevoir et à enregistrer des produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.

Sur de Texas

La construction de l'infrastructure extracôtière a été achevée en mai 2018 et le projet avance toujours en vue de sa mise en service prévue vers la fin de 2018.

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.

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. En 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Le 15 mai 2018, le Département d'État des États-Unis a déposé un avis d'intention d'effectuer une évaluation environnementale portant sur le tracé modifié de Keystone XL au Nebraska. Les commentaires du public devaient être formulés en juin 2018. Le 30 juillet 2018, le Département d'État des États-Unis a publié un projet d'évaluation environnementale. Les commentaires sur le projet doivent être déposés d'ici le 29 août 2018. Nous nous attendons à ce que le Département d'État des États-Unis termine l'évaluation environnementale supplémentaire d'ici le troisième ou le quatrième trimestre de 2018.

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 ont été entendues en mai 2018, et nous estimons que les décisions de la cour pourraient être rendues d'ici la fin 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 13 juin 2018, la Cour suprême a rejeté l'appel contestant le renouvellement du permis concernant le projet Keystone XL, indiquant que le tribunal inférieur n'avait pas la compétence nécessaire pour entendre l'affaire. Cette décision est finale puisque l'arrêt de la Cour suprême ne peut être porté en appel.

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**Cartier Énergie éolienne**

Le 1^{er} août 2018, nous avons conclu une entente visant la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture. La vente devrait être réalisée au quatrième trimestre de 2018, sous réserve de certaines autorisations réglementaires et autres, et donner lieu à un gain estimatif de 175 millions de dollars (130 millions de dollars après les impôts) qui sera comptabilisé à la clôture de la transaction.

Monétisation de nos activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis

Le 1^{er} mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est 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 des capitaux pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit.

Nous croyons 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. Compte tenu des mesures de la FERC de 2018 proposées initialement en mars 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 a cessé d'être utilisé. Par suite de la publication, le 18 juillet 2018, des mesures de la FERC de 2018, il reste à voir si ces options de financement pourront à nouveau être concurrentielles dans l'avenir et, le cas échéant, à quel moment. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Au 30 juin 2018, notre actif à court terme s'élevait à 5,4 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 10,4 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,0 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance du fonds de roulement 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 9,3 milliards de dollars reste inutilisée.

DEUXIÈME 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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 805	1 353	3 217	2 655
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(361)	(17)	(154)	138
Fonds provenant de l'exploitation ¹	1 444	1 336	3 063	2 793
Postes particuliers :				
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	15	—	7	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	20	—	52
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	5	—	13
Perte nette sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	6	—	17
Fonds provenant de l'exploitation comparables¹	1 459	1 367	3 070	2 875
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(38)	(78)	(77)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(48)	(69)	(117)	(149)
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ²	(66)	(79)	(130)	(128)
Flux de trésorerie distribuables comparables¹	1 306	1 181	2 745	2 521
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire¹	1,46 \$	1,36 \$	3,08 \$	2,90 \$

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 ».

2 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, y compris les apports en trésorerie pour financer les dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Les dépenses concernent principalement les apports versés à Bruce Power pour financer notre quote-part de ses dépenses d'investissement de maintien.

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 contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis qui s'est poursuivie, les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 92 millions de dollars et de 195 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2017. Ces hausses sont principalement attribuables à l'accroissement du résultat comparable.

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital.

L'augmentation des flux de trésorerie distribuables comparables pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 comparativement aux périodes correspondantes de 2017 s'explique par la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables décrite ci-dessus. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018 tiennent compte également de l'incidence des actions ordinaires émises dans le cadre du programme au cours du marché et du RRD de la société en 2017 et en 2018.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Au deuxième trimestre de 2018, notre méthode de calcul des flux de trésorerie distribuables comparables a été révisée afin d'exclure la déduction des dépenses d'investissement de maintien relatives aux actifs pour lesquels nous sommes en mesure de recouvrer les coûts à même les droits visant les gazoducs. Les périodes comparatives présentées dans le tableau qui suit ont été retraitées en conséquence. Nous estimons que le fait d'inclure uniquement les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables dans le calcul des flux de trésorerie distribuables donne la meilleure image des liquidités disponibles aux fins de réinvestissement ou de distribution aux actionnaires. En ce qui concerne nos gazoducs assujettis à la réglementation des tarifs au Canada et aux États-Unis, nous avons la possibilité de recouvrer les dépenses d'investissement de maintien à même les droits actuels ou futurs et d'en tirer un rendement. Enfin, le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien relatives à nos pipelines de liquides est prévu par les arrangements tarifaires qui régissent ceux-ci. Ainsi, nous n'avons pas déduit les dépenses d'investissement de maintien recouvrables liées à ces activités aux fins du calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les		semestres clos les	
	2018	2017	2018	2017
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 337)	(1 792)	(4 039)	(3 352)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(76)	(56)	(112)	(98)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(184)	(473)	(542)	(665)
	(2 597)	(2 321)	(4 693)	(4 115)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	4 147	—	4 147
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	1	121	364
Montants reportés et autres	(16)	(169)	94	(254)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités d'investissement	(2 613)	1 658	(4 478)	142

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.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement en 2018 concernent principalement les dépenses consacrées à l'oléoduc Keystone XL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison de la diminution des apports versés au titre de notre quote-part des besoins de financement par emprunt de Sur de Texas et à Grand Rapids, qui est entré en service en août 2017. Ces baisses ont été contrées en partie par l'augmentation des apports versés à nos participations dans Bruce Power et Millenium.

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. Au premier trimestre de 2018, Bruce Power a émis des billets de premier rang sur les marchés financiers, ce qui a donné lieu pour nous à des distributions de 121 millions de dollars.

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Billets à payer (remboursés)/émis, montant net	(1 327)	111	485	781
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission ¹	3 240	817	3 333	817
Remboursements de titres d'emprunt à long terme ¹	(808)	(4 418)	(2 034)	(5 469)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	—	1 489	—	3 471
Dividendes et distributions versés	(467)	(435)	(933)	(854)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	445	18	785	36
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	27	49	119
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	—	(1 205)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 083	(2 391)	1 685	(2 304)

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

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Au deuxième trimestre de 2018, TCPL a émis des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1 milliard de dollars US échéant en mai 2028 et portant intérêt au taux fixe de 4,25 %, des billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions de dollars US échéant en mai 2038 et portant intérêt au taux fixe de 4,75 % ainsi qu'une série supplémentaire de billets de premier rang non garantis d'un montant de 1 milliard de dollars US échéant en mai 2048 et portant intérêt au taux fixe de 4,875 %.

En juillet 2018, TCPL a émis des billets à moyen terme d'un montant de 800 millions de dollars échéant en juillet 2048 et portant intérêt au taux fixe de 4,182 % et des billets à moyen terme d'un montant de 200 millions de dollars échéant en mars 2028 et portant intérêt au taux fixe de 3,39 %.

Le produit net des émissions susmentionnées a servi à des fins générales et à financer notre programme d'investissement.

REMBOURSEMENT DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Au deuxième trimestre de 2018, les remboursements de titres d'emprunt à long terme comprenaient le retrait par Columbia Pipeline Group, Inc. de billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions de dollars US portant intérêt au taux fixe de 2,45 %.

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 27 avril 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 33 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 208 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Depuis le début de l'exercice 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 36 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de dividendes de 442 millions de dollars.

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

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2018, 8,1 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre de notre programme au cours du marché au prix moyen de 54,63 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 443 millions de dollars. Les commissions et les frais connexes se sont élevés à environ 4 millions de dollars, ce qui s'est traduit par un produit net de 439 millions de dollars. Au cours du semestre clos le 30 juin 2018, 13,9 millions d'actions ordinaires ont été émises dans le cadre de notre programme au cours du marché au prix moyen de 55,42 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 772 millions de dollars. Les commissions et les frais connexes se sont élevés à environ 7 millions de dollars, ce qui s'est traduit par un produit net de 765 millions de dollars.

En juin 2018, nous avons annoncé que la société avait majoré la capacité de son programme au cours du marché existant. Ainsi, nous pourrions émettre à l'occasion, dans le public, des actions ordinaires additionnelles sur le capital autorisé, à raison d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars, ce qui porte le total révisé à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars américains (le « programme au cours du marché modifié »), selon le cours du marché en vigueur au moment de la vente par l'intermédiaire de la TSX ou de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TransCanada au Canada ou aux États-Unis. Le programme au cours du marché modifié, qui sera en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019, sera activé à notre gré et au besoin en fonction du profil des dépenses en immobilisations de notre programme d'investissement et du coût relatif de nos autres possibilités de financement.

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

Au cours du semestre clos le 30 juin 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 30 juin 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % compte tenu des émissions de titres dans le cadre du programme au cours du marché et de la dilution de notre participation qui en a découlé.

Compte tenu des mesures de la FERC de 2018 proposées initialement en mars 2018, le programme d'émission au cours du marché de TC PipeLines, LP a cessé d'être utilisé. En raison des incertitudes qui subsistent par suite de la publication définitive, en juillet 2018, des mesures de la FERC de 2018, il reste à voir si ce programme sera réactivé dans l'avenir et, le cas échéant, à quel moment.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

DIVIDENDESLe 1^{er} août 2018, nous avons déclaré les dividendes trimestriels suivants :**Dividende trimestriel sur les actions ordinaires**

0,69 \$ par action

Payable le 31 octobre 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 28 septembre 2018.

Dividendes trimestriels sur les actions privilégiées**Série 1** 0,204125 \$**Série 2** 0,20069863 \$**Série 3** 0,1345 \$**Série 4** 0,16080822 \$

Payable le 28 septembre 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 août 2018.

Série 5 0,1414375 \$**Série 6** 0,17561918 \$**Série 7** 0,25 \$**Série 9** 0,265625 \$Payable le 30 octobre 2018 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} octobre 2018.**Série 11** 0,2375 \$**Série 13** 0,34375 \$**Série 15** 0,30625 \$

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

INFORMATION SUR LES ACTIONS**au 31 juillet 2018**

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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 dégageant de liquidités additionnelles.

Au 31 juillet 2018, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,3 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables				
3,0 milliards de dollars	3,0 milliards de dollars	TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 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	0,7 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
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
2,1 milliards de dollars	0,9 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	4,5 milliards de pesos mexicains	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

Au 31 juillet 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 0,7 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 0,8 milliard de dollars depuis le 31 décembre 2017 en raison de l'incidence nette de l'accroissement des engagements relatifs aux projets de croissance de Columbia Gas, à NGTL et à Keystone XL, contrebalancée en partie par la diminution des engagements relatifs au gazoduc Sur de Texas et à la centrale électrique de Napanee.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au deuxième 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^{er} mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive des contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail du nord-est des 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 :

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

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 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. 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 30 juin 2018, le solde de notre prêt à la coentreprise s'élevait à 17,5 milliards de pesos mexicains ou 1,2 milliard de dollars (14,4 milliards de pesos mexicains ou 919 millions de dollars au 31 décembre 2017), et les intérêts créditeurs et autres comprenaient des intérêts créditeurs relatifs à ce prêt de 29 millions de dollars et de 56 millions de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 (3 millions de dollars et 3 millions de dollars en 2017). Les montants comptabilisés au titre des 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 dans le secteur des gazoducs au Mexique.

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, nous sommes exposés 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.

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 plus grande 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.

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

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

trimestre clos le 30 juin 2018	1,29
trimestre clos le 30 juin 2017	1,34
semestre clos le 30 juin 2018	1,28
semestre clos le 30 juin 2017	1,33

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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Principaux montants libellés en dollars US

(non audité – en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis	418	298	931	729
BAll comparable des gazoducs au Mexique ¹	114	89	244	178
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	185	146	387	281
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis ²	—	32	—	86
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction relative aux projets libellés en dollars US	72	49	139	87
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(332)	(323)	(646)	(640)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	3	1	6	1
Participations sans contrôle et autres libellées en dollars US	(65)	(44)	(145)	(114)
	395	248	916	608

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

2 Depuis le 1^{er} janvier 2018, les installations énergétiques aux États-Unis ne sont plus prises en compte dans le BAll comparable.

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)	30 juin 2018		31 décembre 2017	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2018 à 2019) ³	(80)	500 US	(199)	1 200 US
Options de change en dollars US (échéant de 2018 à 2019)	(16)	2 000 US	5	500 US
	(96)	2 500 US	(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 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, le bénéfice net comprenait des gains réalisés nets de néant et de 1 million de dollars, respectivement (1 million de dollars et 2 millions de dollars, respectivement, 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)	30 juin 2018	31 décembre 2017
Valeur nominale	29 000 (22 000 US)	25 400 (20 200 US)
Juste valeur	30 800 (23 400 US)	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.

Instruments dérivés

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

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(non audité – en millions de dollars)	30 juin 2018	31 décembre 2017
Autres actifs à court terme	246	332
Actifs incorporels et autres actifs	63	73
Créditeurs et autres	(355)	(387)
Autres passifs à long terme	(52)	(72)
	(98)	(54)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

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

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains non réalisés (pertes non réalisées) de la période				
Produits de base ²	99	(91)	(10)	(147)
Change	(60)	41	(139)	56
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	19	(37)	129	(85)
Change	4	(5)	19	(9)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes réalisées) gains réalisés de la période				
Produits de base	(4)	7	(1)	13
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 des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2018 et 2017, aucun gain ni aucune perte n'a été inclus dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas.

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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Produits de base	(3)	(2)	(6)	3
Taux d'intérêt	—	—	9	1
	(3)	(2)	3	4
Reclassement dans le bénéfice net des gains (pertes) sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ¹				
Produits de base ²	2	(7)	1	(11)
Taux d'intérêt ³	7	5	12	9
	9	(2)	13	(2)

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 30 juin 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 30 juin 2018 et au 31 décembre 2017. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 juin 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 30 juin 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 deuxième 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.

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

- le mode de comptabilisation des produits dans le cadre d'un contrat, selon que l'obligation de prestation est remplie à un moment précis ou progressivement;
- 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Ces directives, que nous avons choisi d'appliquer en date du 1^{er} 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^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée à l'égard des contrats de location déjà en vigueur ou conclus après le début de la première période comparative présentée dans les états financiers, et certaines mesures de simplification sont prévues. Nous avons dressé une liste préliminaire des contrats de location existants et avons pratiquement terminé de les analyser, et nous continuons d'évaluer quelle sera l'incidence financière sur nos états financiers consolidés. Nous avons aussi choisi une solution système et nous en sommes au stade d'essai de la mise en œuvre. 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 et nous analysons également les nouveaux contrats susceptibles de contenir des contrats de location.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

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

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, mais l'adoption anticipée est permise. 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^{er} janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. Nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de l'adoption de ces directives et n'en avons pas encore déterminé l'effet sur nos états financiers consolidés.

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 réforme fiscale aux États-Unis. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} 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 en parallèle avec notre analyse de l'incidence globale de la réforme fiscale aux États-Unis.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR

(non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	545	527	1 039	1 031
Gazoducs – États-Unis	704	551	1 508	1 271
Gazoducs – Mexique	142	145	302	285
Pipelines de liquides	413	332	844	644
Énergie	202	287	378	592
Siège social	(15)	(12)	(17)	(16)
BAIIA comparable	1 991	1 830	4 054	3 807
Amortissement	(570)	(516)	(1 105)	(1 026)
BAII comparable	1 421	1 314	2 949	2 781
Postes particuliers :				
Gain (perte) de change – prêt intersociétés	87	(8)	8	(8)
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis;	(15)	—	(7)	—
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	492	—	481
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(20)	—	(59)
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(5)	—	(13)
Activités de gestion des risques ¹	99	(91)	(10)	(147)
Bénéfice sectoriel	1 592	1 682	2 940	3 035

¹ Activités de gestion des risques (non audité – en millions de dollars)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Installations énergétiques au Canada	1	3	3	4
Installations énergétiques aux États-Unis	39	(94)	(62)	(156)
Commercialisation des liquides	62	4	55	4
Stockage de gaz naturel	(3)	(4)	(6)	1
Total des gains non réalisés (pertes non réalisées) découlant des activités de gestion des risques	99	(91)	(10)	(147)

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(non audité – en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018		2017				2016	
	T2	T1	T4	T3	T2	T1	T4	T3
Produits	3 195	3 424	3 617	3 195	3 230	3 407	3 635	3 642
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	785	734	861	612	881	643	(358)	(135)
Résultat comparable	768	864	719	614	659	698	626	622
Données par action								
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué(e)	0,88 \$	0,83 \$	0,98 \$	0,70 \$	1,01 \$	0,74 \$	(0,43) \$	(0,17) \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,86 \$	0,98 \$	0,82 \$	0,70 \$	0,76 \$	0,81 \$	0,75 \$	0,78 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,69 \$	0,69 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	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;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- 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 deuxième trimestre de 2018 est également exclue :

- une perte de 11 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces contrats sont exclus du résultat comparable du secteur Énergie depuis le 1^{er} janvier 2018, leur réduction progressive n'étant pas considérée comme faisant partie de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2018 est également exclu :

- un gain de 6 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, essentiellement attribuable au produit comptabilisé sur la vente de nos contrats de vente au détail. Ces contrats sont exclus du résultat comparable du secteur Énergie depuis le 1^{er} janvier 2018, leur réduction progressive n'étant pas considérée comme faisant partie 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;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

- 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.

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'efficacité 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;

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

- 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

État consolidé condensé des résultats

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Produits				
Gazoducs – Canada	954	922	1 838	1 804
Gazoducs – États-Unis	930	879	2 021	1 873
Gazoducs – Mexique	153	150	304	293
Pipelines de liquides	644	501	1 267	973
Énergie	514	778	1 189	1 694
	3 195	3 230	6 619	6 637
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	265	197	345	371
Charges d'exploitation et autres charges				
Coûts d'exploitation des centrales et autres	822	1 027	1 696	2 033
Achats de produits de base revendus	324	547	921	1 090
Impôts fonciers	152	153	302	315
Amortissement	570	516	1 105	1 033
	1 868	2 243	4 024	4 471
Gain sur la vente d'actifs	—	498	—	498
Charges financières				
Intérêts débiteurs	558	524	1 085	1 024
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(113)	(121)	(218)	(222)
Intérêts créditeurs et autres charges	92	(89)	29	(109)
	537	314	896	693
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 055	1 368	2 044	2 342
Charge d'impôts				
Exigibles	89	55	139	122
Reportés	64	338	135	471
	153	393	274	593
Bénéfice net	902	975	1 770	1 749
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	76	55	170	145
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	826	920	1 600	1 604
Dividendes sur les actions privilégiées	41	39	81	80
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	785	881	1 519	1 524
Bénéfice net par action ordinaire				
De base	0,88 \$	1,01 \$	1,70 \$	1,76 \$
Dilué	0,88 \$	1,01 \$	1,70 \$	1,75 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,69 \$	0,625 \$	1,38 \$	1,25 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)				
De base	896	870	892	868
Dilué	896	872	893	870

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé du résultat étendu

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net	902	975	1 770	1 749
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice				
Gains et pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	259	(269)	691	(351)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	—	(77)	—	(77)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(13)	(1)	(15)	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(2)	(2)	5	3
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	7	(1)	10	(1)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	2	4	—	7
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	—	12	3
Autres éléments du résultat étendu	259	(346)	703	(418)
Résultat étendu	1 161	629	2 473	1 331
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	116	6	276	56
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	1 045	623	2 197	1 275
Dividendes sur les actions privilégiées	41	39	81	80
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	1 004	584	2 116	1 195

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

État consolidé condensé des flux de trésorerie

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Flux de trésorerie liés à l'exploitation				
Bénéfice net	902	975	1 770	1 749
Amortissement	570	516	1 105	1 033
Impôts reportés	64	338	135	471
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(265)	(197)	(345)	(371)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	231	228	465	447
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges	(3)	6	—	9
Gain sur la vente d'actifs	—	(498)	—	(498)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(79)	(78)	(157)	(142)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(39)	50	149	91
Autres	63	(4)	(59)	4
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	361	17	154	(138)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 805	1 353	3 217	2 655
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(2 337)	(1 792)	(4 039)	(3 352)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(76)	(56)	(112)	(98)
Apport aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(184)	(473)	(542)	(665)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	—	4 147	—	4 147
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	1	121	364
Montants reportés et autres	(16)	(169)	94	(254)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités d'investissement	(2 613)	1 658	(4 478)	142
Activités de financement				
Billets à payer (remboursés)/émis, montant net	(1 327)	111	485	781
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	3 240	817	3 333	817
Remboursements sur la dette à long terme	(808)	(4 418)	(2 034)	(5 469)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	1 489	—	3 471
Dividendes sur les actions ordinaires	(380)	(328)	(738)	(628)
Dividendes sur les actions privilégiées	(39)	(38)	(78)	(77)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(48)	(69)	(117)	(149)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	445	18	785	36
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	27	49	119
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	—	(1 205)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	1 083	(2 391)	1 685	(2 304)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie				
	28	(24)	57	(19)
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie				
	303	596	481	474
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
Au début de la période	1 267	894	1 089	1 016
Trésorerie et équivalents de trésorerie				
À la fin de la période	1 570	1 490	1 570	1 490

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Bilan consolidé condensé

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2018	31 décembre 2017
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 570	1 089
Débiteurs	2 111	2 522
Stocks	403	378
Actifs destinés à la vente	458	—
Autres	888	691
	5 430	4 680
Immobilisations corporelles, déduction faite de l'amortissement cumulé de respectivement 24 822 \$ et 23 734 \$	61 446	57 277
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6 628	6 366
Actifs réglementaires	1 361	1 376
Écart d'acquisition	13 734	13 084
Prêt à une société liée	1 173	919
Actifs incorporels et autres actifs	1 749	1 484
Placements restreints	1 062	915
	92 583	86 101
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer	2 359	1 763
Créditeurs et autres	3 982	4 057
Dividendes à payer	636	586
Intérêts courus	642	605
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	2 812	2 866
	10 431	9 877
Passifs réglementaires	4 603	4 321
Autres passifs à long terme	666	727
Passifs d'impôts reportés	5 700	5 403
Dette à long terme	34 583	31 875
Billets subordonnés de rang inférieur	7 284	7 007
	63 267	59 210
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale	22 385	21 167
Émises et en circulation : 30 juin 2018 – 904 millions d'actions 31 décembre 2017 – 881 millions d'actions		
Actions privilégiées	3 980	3 980
Surplus d'apport	12	—
Bénéfices non répartis	2 020	1 623
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(1 134)	(1 731)
Participations assurant le contrôle	27 263	25 039
Participations sans contrôle	2 053	1 852
	29 316	26 891
	92 583	86 101

Éventualités et garanties (note 13)

Entités à détenteurs de droits variables (note 14)

Événement postérieur à la date de clôture (note 15)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés condensés.

État consolidé condensé des capitaux propres

(non audité – en millions de dollars canadiens)	semestres clos les 30 juin	
	2018	2017
Actions ordinaires		
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	766	—
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	431	406
À l'exercice d'options sur actions	21	39
Solde à la fin de la période	22 385	20 544
Actions privilégiées		
Solde au début et à la fin de la période	3 980	3 980
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	—	—
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	5	2
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	7	13
Transfert d'actifs à TC Pipelines, LP	—	(202)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	(171)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	—	358
Solde à la fin de la période	12	—
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	1 623	1 138
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 600	1 604
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 238)	(1 087)
Dividendes sur les actions privilégiées	(60)	(58)
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	—	(358)
Solde à la fin de la période	2 020	1 251
Cumul des autres éléments du résultat étendu		
Solde au début de la période	(1 731)	(960)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle	597	(329)
Solde à la fin de la période	(1 134)	(1 289)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	27 263	24 486
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle		
Solde au début de la période	1 852	1 726
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	170	145
Autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	106	(89)
Émission de parts de TC PipeLines, LP		
Produit, déduction faite des frais d'émission	49	119
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(9)	(21)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(115)	(147)
Reclassement depuis les parts ordinaires de TC PipeLines, LP pouvant faire l'objet d'une résolution	—	106
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	—	33
Solde à la fin de la période	2 053	1 872
Total des capitaux propres	29 316	26 358

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

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 dans le cadre d'un contrat, selon que l'obligation de prestation est remplie à un moment précis ou progressivement;
- 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} 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^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Ces nouvelles directives, que la société a choisi d'appliquer en date du 1^{er} 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^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée à l'égard des contrats de location déjà en vigueur ou conclus après le début de la première période comparative présentée dans les états financiers, et certaines mesures de simplification sont prévues. La société a dressé une liste préliminaire des contrats de location existants et a pratiquement terminé de les analyser, et elle continue d'évaluer quelle sera l'incidence financière sur ses états financiers consolidés. Elle a aussi choisi une solution système et elle en est au stade d'essai de la mise en œuvre. La société 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 et elle analyse également les nouveaux contrats susceptibles de contenir des contrats de location.

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

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

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et seront appliquées de façon prospective, mais l'adoption anticipée est permise. 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^{er} janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

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 réforme fiscale aux États-Unis. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} 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 en parallèle avec son analyse de l'incidence globale de la réforme fiscale aux États-Unis.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

3. Informations sectorielles

trimestre clos le 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	954	930	153	644	514	—	3 195
Produits intersectoriels	—	56	—	—	5	(61) ²	—
	954	986	153	644	519	(61)	3 195
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	3	59	1	13	102	87 ³	265
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(341)	(288)	(12)	(155)	(72)	46 ²	(822)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(324)	—	(324)
Impôts fonciers	(71)	(53)	—	(27)	(1)	—	(152)
Amortissement	(265)	(163)	(24)	(85)	(33)	—	(570)
Bénéfice sectoriel	280	541	118	390	191	72	1 592
Intérêts débiteurs							(558)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							113
Intérêts créditeurs et autres							(92)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 055
Charge d'impôts							(153)
Bénéfice net							902
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(76)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							826
Dividendes sur les actions privilégiées							(41)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							785

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

trimestre clos le 30 juin 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	922	879	150	501	778	—	3 230
Produits intersectoriels	—	10	—	—	—	(10) ²	—
	922	889	150	501	778	(10)	3 230
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	2	57	5	(1)	142	(8) ³	197
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(328)	(347)	(10)	(147)	(173)	(22) ²	(1 027)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(547)	—	(547)
Impôts fonciers	(69)	(48)	—	(22)	(14)	—	(153)
Amortissement	(222)	(150)	(25)	(80)	(39)	—	(516)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	498	—	498
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	305	401	120	251	645	(40)	1 682
Intérêts débiteurs							(524)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							121
Intérêts créditeurs et autres							89
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							1 368
Charge d'impôts							(393)
Bénéfice net							975
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(55)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							920
Dividendes sur les actions privilégiées							(39)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							881

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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

semestre clos le 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	1 838	2 021	304	1 267	1 189	—	6 619
Produits intersectoriels	—	81	—	—	47	(128) ²	—
	1 838	2 102	304	1 267	1 236	(128)	6 619
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	126	12	28	165	8 ³	345
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(664)	(612)	(14)	(346)	(171)	111 ²	(1 696)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(921)	—	(921)
Impôts fonciers	(141)	(108)	—	(50)	(3)	—	(302)
Amortissement	(506)	(319)	(47)	(168)	(65)	—	(1 105)
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	533	1 189	255	731	241	(9)	2 940
Intérêts débiteurs							(1 085)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							218
Intérêts créditeurs et autres							(29)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 044
Charge d'impôts							(274)
Bénéfice net							1 770
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(170)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 600
Dividendes sur les actions privilégiées							(81)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 519

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

semestre clos le 30 juin 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social¹	Total
Produits	1 804	1 873	293	973	1 694	—	6 637
Produits intersectoriels	—	21	—	—	—	(21) ²	—
	1 804	1 894	293	973	1 694	(21)	6 637
Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	5	122	11	(1)	242	(8) ³	371
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(640)	(653)	(19)	(292)	(385)	(44) ²	(2 033)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 090)	—	(1 090)
Impôts fonciers	(138)	(95)	—	(45)	(37)	—	(315)
Amortissement	(444)	(306)	(47)	(157)	(79)	—	(1 033)
Gain sur la vente d'actifs	—	—	—	—	498	—	498
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	587	962	238	478	843	(73)	3 035
Intérêts débiteurs							(1 024)
Provision pour fonds utilisés pendant la construction							222
Intérêts créditeurs et autres							109
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 342
Charge d'impôts							(593)
Bénéfice net							1 749
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(145)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 604
Dividendes sur les actions privilégiées							(80)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 524

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.

TOTAL DE L'ACTIF

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2018	31 décembre 2017
Gazoducs – Canada	17 447	16 904
Gazoducs – États-Unis	39 786	35 898
Gazoducs – Mexique	6 268	5 716
Pipelines de liquides	16 291	15 438
Énergie	8 368	8 503
Siège social	4 423	3 642
	92 583	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^{er} 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

Les tableaux suivants présentent un sommaire du total des produits pour les trimestre et semestre clos le 30 juin 2018 :

trimestre clos le 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	954	785	152	513	—	2 404
Électricité	—	—	—	—	415	415
Stockage de gaz naturel et autres	—	118	1	—	31	150
	954	903	153	513	446	2 969
Autres produits ^{1,2}	—	27	—	131	68	226
	954	930	153	644	514	3 195

- 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 12 « 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 des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

semestre clos le 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Total
Produits tirés de contrats conclus avec des clients						
Ententes de capacité et transport	1 838	1 669	302	1 047	—	4 856
Électricité	—	—	—	—	1 005	1 005
Stockage de gaz naturel et autres	—	310	2	1	61	374
	1 838	1 979	304	1 048	1 066	6 235
Autres produits ^{1,2}	—	42	—	219	123	384
	1 838	2 021	304	1 267	1 189	6 619

- 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 12 « 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 des passifs réglementaires nets découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Il y a lieu de se reporter à la note 7 « 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 visant les gazoducs et les pipelines de liquides, 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 pour la période visée tiennent compte des hypothèses approuvées les plus récentes de l'ONÉ au sujet du rendement des capitaux propres (« 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 tirés de ses gazoducs aux États-Unis 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 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 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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^{er} 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. En vertu des nouvelles directives, les actifs sur contrats sont inclus dans les autres actifs à court terme alors que les passifs sur contrats sont portés dans les créditeurs et autres.

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 ^{er} janvier 2018
Actifs à court terme			
Débiteurs	2 522	(62)	2 460
Autres ¹	691	79	770
Passifs à court terme			
Créditeurs et autres ²	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 30 juin 2018 comme si les anciens PCGR des États-Unis avaient été appliqués :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2018	
	Chiffres présentés	Chiffres pro forma selon les anciens PCGR des États-Unis
Actifs à court terme		
Débiteurs	2 111	2 353
Autres	888	646

SOLDES DES CONTRATS

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2018	1 ^{er} janvier 2018
Créances sur les contrats conclus avec des clients	1 225	1 736
Actifs sur contrats ¹	242	79
Passifs sur contrats ²	24	17
Passifs sur contrats à long terme ³	17	—

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 semestre clos le 30 juin 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 ces 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 30 juin 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 29,4 milliards de dollars, dont une tranche de 2,8 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 30 juin 2018.

Par ailleurs, la société a appliqué la mesure de simplification afférente au droit de facturer à toutes 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.

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 30 juin 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 30 juin 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 1,3 milliard de dollars, dont une tranche d'environ 260 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'elle constate 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. Actifs destinés à la vente

Cartier Énergie éolienne

Le 1^{er} août 2018, la société a conclu une entente visant la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de sa participation dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture. La vente devrait être réalisée au quatrième trimestre de 2018, sous réserve de certaines autorisations réglementaires et autres, et donner lieu à un gain estimatif de 175 millions de dollars (130 millions de dollars après les impôts) qui sera comptabilisé à la clôture de la transaction.

Au 30 juin 2018, les actifs et passifs connexes du secteur de l'énergie étaient classés comme étant destinés à la vente comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	
Actifs destinés à la vente	
Immobilisations corporelles	458
Total des actifs destinés à la vente	458
Passifs afférents aux actifs destinés à la vente	
Autres passifs à long terme	14
Total des passifs afférents aux actifs destinés à la vente¹	14

1 Inscrit dans les créiteurs et autres du bilan consolidé condensé.

6. 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.

En 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. Le 18 juillet 2018, la FERC a publié des règles définitives au sujet des ces modifications. Tant que ces prises de position ne seront pas mises en application au moyen d'instances tarifaires ou de règlements, 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 négative 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 au cours du semestre clos le 30 juin 2018. 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 modifications 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 et 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, 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 30 juin 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 30 juin 2018 (82 millions de dollars US au 31 décembre 2017) subisse l'effet négatif des mesures de la FERC.

7. 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. Les montants comptabilisés afin d'ajuster les impôts 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 semestre clos le 30 juin 2018, sauf pour l'amortissement dont il est question ci-dessous et les incidences en matière de change. Les passifs réglementaires nets de la société pourraient faire l'objet d'ajustements prospectifs une fois que l'incidence définitive de ces modifications sera connue.

Depuis le 1^{er} janvier 2018, la société amortit les passifs réglementaires nets 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 15 millions de dollars et de 24 millions de dollars des passifs réglementaires nets a été comptabilisé pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, respectivement, et inclus dans les produits de l'état consolidé condensé des résultats.

Taux d'imposition effectifs

Les taux d'imposition effectifs pour les semestres clos les 30 juin 2018 et 2017 étaient de 13 % et de 25 % 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 sur le bénéfice transférés inférieurs relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

8. Dette à long terme

ÉMISSION DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2018 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire) Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	1 000 US	4,25 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2038	500 US	4,75 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2048	1 000 US	4,875 %

REMBOURSEMENTS DE TITRES D'EMPRUNT À LONG TERME

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours du semestre clos le 30 juin 2018 s'établissent comme suit :

(non audité – en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire) Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	2,45 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM				
	Mai 2018	Billets de premier rang garantis	18 US	5,9 %
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	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
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP				
	Mars 2018	Billets de premier rang non garantis	9 US	6,73 %

INTÉRÊTS CAPITALISÉS

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018, TransCanada a capitalisé des intérêts de l'ordre de 30 millions de dollars et de 56 millions de dollars respectivement (56 millions de dollars et 101 millions de dollars respectivement en 2017) en lien avec des projets d'investissement.

9. Actions ordinaires

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

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2018, la société a émis 8,1 millions d'actions ordinaires dans le cadre du programme au cours du marché de TransCanada au prix moyen de 54,63 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 443 millions de dollars. Les commissions et les frais connexes se sont élevés à environ 4 millions de dollars, ce qui s'est traduit par un produit net de 439 millions de dollars. Au cours du semestre clos le 30 juin 2018, la société a émis 13,9 million d'actions ordinaires au prix moyen de 55,42 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut de 772 millions de

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

dollars. Les commissions et les frais connexes se sont chiffrés à quelque 7 millions de dollars, pour un produit net de 765 millions de dollars.

En juin 2018, la société a annoncé qu'elle avait majoré la capacité de son programme au cours du marché existant. Cela permettra d'émettre, sur le capital autorisé, des actions ordinaires additionnelles d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars, ce qui porte le total révisé à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars américains (le « programme au cours du marché modifié »). Le programme au cours du marché modifié sera en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

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

trimestre clos le 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	254	5	259
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(17)	4	(13)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(3)	1	(2)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	9	(2)	7
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	4	(2)	2
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	6	—	6
Autres éléments du résultat étendu	253	6	259

trimestre clos le 30 juin 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(265)	(4)	(269)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession des établissements étrangers	(77)	—	(77)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(1)	—	(1)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(2)	—	(2)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(2)	1	(1)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	5	(1)	4
Autres éléments du résultat étendu	(342)	(4)	(346)

semestre clos le 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	670	21	691
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(20)	5	(15)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	3	2	5
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	13	(3)	10
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	8	(8)	—
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	13	(1)	12
Autres éléments du résultat étendu	687	16	703

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

semestre clos le 30 juin 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montant avant les impôts	Recouvrement (charge) d'impôts	Montant après les impôts
Pertes de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	(353)	2	(351)
Reclassement des gains de conversion sur l'investissement net à la cession des établissements étrangers	(77)	—	(77)
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(3)	1	(2)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	4	(1)	3
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(2)	1	(1)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	10	(3)	7
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4	(1)	3
Autres éléments du résultat étendu	(417)	(1)	(418)

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

trimestre clos le 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} avril 2018	(670)	(29)	(205)	(449)	(1 353)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	208	(2)	—	—	206
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ³	—	5	2	6	13
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	208	3	2	6	219
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2018	(462)	(26)	(203)	(443)	(1 134)

- 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 38 millions de dollars et de néant, respectivement.
- 3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux couvertures de l'investissement net sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 2 millions de dollars et de néant, respectivement.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

semestre clos le 30 juin 2018					
(non audité – en millions de dollars canadiens)	Écarts de conversion	Couvertures de flux de trésorerie	Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	Total¹
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1 ^{er} janvier 2018	(1 043)	(31)	(203)	(454)	(1 731)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ^{2, 3}	581	(2)	—	—	579
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu ⁴	—	7	—	11	18
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	581	5	—	11	597
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 juin 2018	(462)	(26)	(203)	(443)	(1 134)

- 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 95 millions de dollars et de 7 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 21 millions de dollars (15 millions de dollars après les impôts) au 30 juin 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.
- 4 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux couvertures de l'investissement net sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle de 3 millions de dollars et de 1 million de dollars, respectivement.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu				Poste visé à l'état consolidé condensé des résultats
	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin		
	2018	2017	2018	2017	
Couvertures de flux de trésorerie					
Produits de base	(2)	7	(1)	11	Produits (Énergie)
Intérêts	(5)	(5)	(9)	(9)	Intérêts débiteurs
	(7)	2	(10)	2	Total avant les impôts
	2	(1)	3	(1)	Charge d'impôts
	(5)	1	(7)	1	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite					
Amortissement des gains et pertes actuariels	(4)	(4)	(8)	(8)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	2	1	8	3	Charge d'impôts
	(2)	(3)	—	(5)	Déduction faite des impôts ¹
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation					
Bénéfice tiré des participations	(6)	—	(13)	(4)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	—	—	2	1	Charge d'impôts
	(6)	—	(11)	(3)	Déduction faite des impôts ^{1,3}
Écarts de conversion					
Réalisation de gains de change sur la cession d'établissements étrangers	—	77	—	77	Gain sur la vente d'actifs
	—	—	—	—	Charge d'impôts
	—	77	—	77	Déduction faite des impôts ¹

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 11 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

3 Les montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu relatifs aux couvertures de flux de trésorerie et aux couvertures de l'investissement net sont présentés déduction faite de gains liés à une participation sans contrôle respectivement de 2 millions de dollars et de néant pour le trimestre clos le 30 juin 2018 (respectivement de néant et de néant en 2017) et respectivement de 3 millions de dollars et de 1 million de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2018 (respectivement de néant et de néant en 2017).

11. Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

	trimestres clos les 30 juin				semestres clos les 30 juin			
	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
(non audité – en millions de dollars canadiens)								
Coût des services rendus ¹	31	27	1	1	61	56	2	2
Autres composantes du coût net des prestations ¹								
Coût financier	34	28	4	3	67	62	7	7
Rendement prévu des actifs des régimes	(55)	(39)	(4)	(6)	(110)	(89)	(8)	(11)
Amortissement de la perte actuarielle	3	4	1	—	7	8	1	—
Amortissement de l'actif réglementaire	4	1	—	1	9	7	—	1
	(14)	(6)	1	(2)	(27)	(12)	—	(3)
Coût net des prestations constaté	17	21	2	(1)	34	44	2	(1)

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.

12. Gestion des risques et instruments financiers

APERÇU DE LA GESTION DES RISQUES

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

RISQUE DE CRÉDIT LIÉ AUX CONTREPARTIES

Au 30 juin 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 30 juin 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.

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. En 2017, la société a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. 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 30 juin 2018, le solde du prêt consenti par la société à la coentreprise s'élevait à 17,5 milliards de pesos mexicains ou 1,2 milliard de dollars (14,4 milliards de pesos mexicains ou 919 millions de dollars au 31 décembre 2017), et les intérêts créditeurs et autres comprenaient des intérêts créditeurs de 29 millions de dollars et de 56 millions de dollars à l'égard de ce prêt respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 (3 millions de dollars et 3 millions de dollars en 2017). Les montants constatés dans 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)	30 juin 2018		31 décembre 2017	
	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal	Juste valeur ^{1,2}	Montant nominal
Swaps de devises et de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2018 à 2019) ³	(80)	500 US	(199)	1 200 US
Options de change en dollars US (échéant de 2018 à 2019)	(16)	2 000 US	5	500 US
	(96)	2 500 US	(194)	1 700 US

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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 néant et de 1 million de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 (1 million de dollars et 2 millions de dollars respectivement en 2017) 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)	30 juin 2018	31 décembre 2017
Montant nominal	29 000 (22 000 US)	25 400 (20 200 US)
Juste valeur	30 800 (23 400 US)	28 900 (23 100 US)

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)	30 juin 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 ^{1,2}	(37 395)	(40 762)	(34 741)	(40 180)
Billets subordonnés de rang inférieur	(7 284)	(7 101)	(7 007)	(7 233)
	(44 679)	(47 863)	(41 748)	(47 413)

- 1 La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 1,3 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 et le semestre clos le 30 juin 2018 comprend des pertes non réalisées de 1 million de dollars et des gains non réalisés de 4 millions de dollars respectivement (des pertes de 1 million de dollars et des gains de 1 million de dollars respectivement 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 1,3 milliard de dollars US au 30 juin 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)	30 juin 2018		31 décembre 2017	
	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹	Placements restreints en raison de l'ICQF	Autres placements restreints ¹
Justes valeurs des titres à revenu fixe ²				
Échéant à moins de 1 an	—	24	—	23
Échéant entre 1 an et 5 ans	—	105	—	107
Échéant entre 5 et 10 ans	85	—	14	—
Échéant à plus de 10 ans	857	—	790	—
	942	129	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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2018		30 juin 2017	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²	Placements restreints en raison de l'ICQF ¹	Autres placements restreints ²
Gains nets non réalisés de la période				
du trimestre clos	3	—	13	—
du semestre clos	5	1	15	—
Pertes nettes réalisées de la période				
du trimestre clos	(3)	—	(1)	—
du semestre clos	(3)	—	(1)	—

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

2 Les gains et pertes 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Présentation au bilan des instruments dérivés

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

au 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Couvertures de l'investissement net	Détenus à des fins de transaction	Juste valeur totale des instruments dérivés¹
Autres actifs à court terme					
Produits de base ²	—	—	—	221	221
Change	—	—	10	11	21
Taux d'intérêt	4	—	—	—	4
	4	—	10	232	246
Actifs incorporels et autres actifs					
Produits de base ²	—	—	—	46	46
Change	—	—	2	—	2
Taux d'intérêt	15	—	—	—	15
	15	—	2	46	63
Total des actifs dérivés	19	—	12	278	309
Créditeurs et autres					
Produits de base ²	(8)	—	—	(158)	(166)
Change	—	—	(93)	(90)	(183)
Taux d'intérêt	—	(6)	—	—	(6)
	(8)	(6)	(93)	(248)	(355)
Autres passifs à long terme					
Produits de base ²	(2)	—	—	(32)	(34)
Change	—	—	(15)	—	(15)
Taux d'intérêt	—	(3)	—	—	(3)
	(2)	(3)	(15)	(32)	(52)
Total des passifs dérivés	(10)	(9)	(108)	(280)	(407)
Total des dérivés	9	(9)	(96)	(2)	(98)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

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.

DEUXIÈME 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 ¹	
	30 juin 2018	31 décembre 2017	30 juin 2018	31 décembre 2017
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	(1 114)	(688)	4	1
Dette à long terme	(520)	(685)	5	4
	(1 634)	(1 373)	9	5

¹ Au 30 juin 2018 et au 31 décembre 2017, le solde comprenait des ajustements au titre de relations de couverture abandonnées de néant.

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

au 30 juin 2018					
(non audité)	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	38 381	87	40	—	—
Ventes ¹	27 191	92	52	—	—
Millions de dollars US	—	—	—	3 504	2 450
Dates d'échéance	2018-2022	2018-2021	2018-2019	2018-2019	2018-2028

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

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

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

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

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

(non audité – en millions de dollars canadiens)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	99	(91)	(10)	(147)
Change	(60)	41	(139)	56
Montant des gains (pertes)réalisé(e)s de la période				
Produits de base	19	(37)	129	(85)
Change	4	(5)	19	(9)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de la période				
Produits de base	(4)	7	(1)	13
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 des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2018 et 2017 lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas.

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 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹				
Produits de base	(3)	(2)	(6)	3
Taux d'intérêt	—	—	9	1
	(3)	(2)	3	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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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

Les tableaux suivants présentent 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 30 juin			
	Produits (Énergie)		Intérêts débiteurs	
	2018	2017	2018	2017
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	514	778	(558)	(524)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(22)	(19)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	(2)	1
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net				
Contrats de taux d'intérêt ¹	—	—	3	1
Contrats sur produits de base ²	2	(7)	—	—
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 ¹	—	—	4	4

1 Il y a lieu de se reporter à la note 10 « 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.

(non audité – en millions de dollars canadiens)	semestres clos les 30 juin			
	Produits (Énergie)		Intérêts débiteurs	
	2018	2017	2018	2017
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	1 189	1 694	(1 085)	(1 024)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(42)	(38)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	(2)	2
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement des gains (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net				
Contrats de taux d'intérêt ¹	—	—	4	1
Contrats sur produits de base ²	1	(11)	—	—
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 ¹	—	—	8	8

1 Il y a lieu de se reporter à la note 10 « 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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	267	(139)	128
Change	23	(23)	—
Taux d'intérêt	19	(1)	18
	309	(163)	146
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(200)	139	(61)
Change	(198)	23	(175)
Taux d'intérêt	(9)	1	(8)
	(407)	163	(244)

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

au 31 décembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
Instruments dérivés – actifs			
Produits de base	319	(198)	121
Change	78	(56)	22
Taux d'intérêt	8	(1)	7
	405	(255)	150
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(242)	198	(44)
Change	(212)	56	(156)
Taux d'intérêt	(5)	1	(4)
	(459)	255	(204)

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 125 millions de dollars et des lettres de crédit de 12 millions de dollars au 30 juin 2018 (165 millions de dollars et 30 millions de dollars au 31 décembre 2017). Au 30 juin 2018, la société détenait une garantie en trésorerie de néant et des lettres de crédit de 1 million de dollars (néant et 3 millions de dollars au 31 décembre 2017) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs.

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.

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 30 juin 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 30 juin 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 30 juin 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.

HIÉRARCHIE DES JUSTES VALEURS

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

Niveaux	Manière de déterminer la juste valeur
Niveau 1	Prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs et des passifs identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation. 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>

DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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 :

au 30 juin 2018 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	75	103	89	267
Change	—	23	—	23
Taux d'intérêt	—	19	—	19
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(72)	(79)	(49)	(200)
Change	—	(198)	—	(198)
Taux d'intérêt	—	(9)	—	(9)
	3	(141)	40	(98)

1 Il n'y a eu aucun transfert du niveau 1 au niveau 2 ni du niveau 2 au niveau 3 au cours du semestre clos le 30 juin 2018.

au 31 décembre 2017 (non audité – en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	21	283	15	319
Change	—	78	—	78
Taux d'intérêt	—	8	—	8
Passifs liés aux instruments dérivés				
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)	trimestres clos les 30 juin		semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Solde au début de la période	(18)	10	(7)	16
Total des gains (pertes) comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	20	(2)	18	(2)
Règlements	32	5	23	5
Ventes	—	(3)	—	(5)
Transferts depuis le niveau 3	6	(1)	6	(5)
Solde à la fin de la période¹	40	9	40	9

1 Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018, les produits comprennent des gains non réalisés de 50 millions de dollars et de 44 millions de dollars respectivement attribuables aux instruments dérivés compris dans le niveau 3 toujours détenus au 30 juin 2018 (pertes non réalisées de 1 million de dollars et gains non réalisés de 1 million de dollars, respectivement, 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 16 millions de dollars, respectivement, de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 30 juin 2018.

13. 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 en coentreprise pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, ont conjointement garantis les obligations relativement aux services de construction au cours de la construction du gazoduc.

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

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

La valeur comptable de ces garanties est incluse dans les autres passifs à long terme 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 30 juin 2018		au 31 décembre 2017	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	203	1	315	2
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2019	88	—	88	1
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	104	11	104	13
		395	12	507	16

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

14. 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.

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)	30 juin 2018	31 décembre 2017
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	67	41
Débiteurs	43	63
Stocks	24	23
Autres	14	11
	148	138
Immobilisations corporelles	3 654	3 535
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	954	917
Écart d'acquisition	514	490
Actifs incorporels et autres actifs	15	3
	5 285	5 083
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	66	137
Dividendes à payer	—	1
Intérêts courus	24	23
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	75	88
	165	249
Passifs réglementaires	38	34
Autres passifs à long terme	2	3
Passifs d'impôts reportés	13	13
Dette à long terme	3 287	3 244
	3 505	3 543

DEUXIÈME 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 :

(non audité – en millions de dollars canadiens)	30 juin 2018	31 décembre 2017
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 382	4 372
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	171	171
Risque maximal de perte	4 553	4 543

15. Événement postérieur à la date de clôture

Le 3 juillet 2018, TCPL a émis pour 800 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en juillet 2048 et portant intérêt à un taux fixe de 4,182 % ainsi que pour 200 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en mars 2028 et portant intérêt à un taux fixe de 3,39 %.