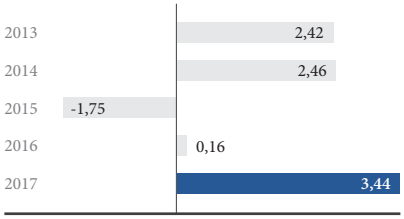
TransCanada

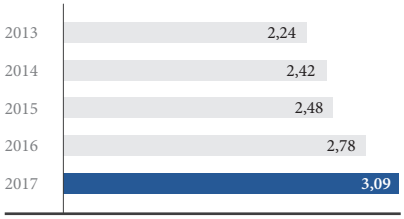
RAPPORT ANNUEL 2017

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS

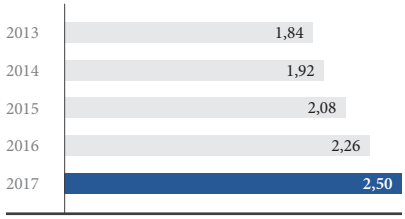
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) PAR ACTION (en dollars)



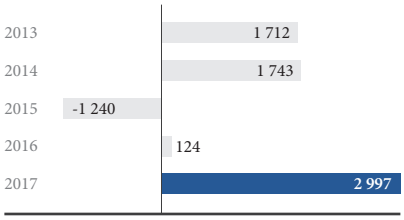
RÉSULTAT COMPARABLE PAR ACTION[1] (en dollars)



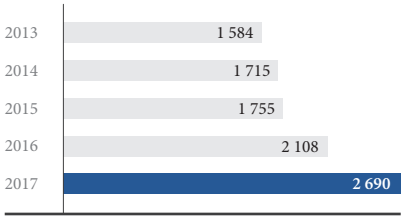
DIVIDENDES DÉCLARÉS PAR ACTION (en dollars)



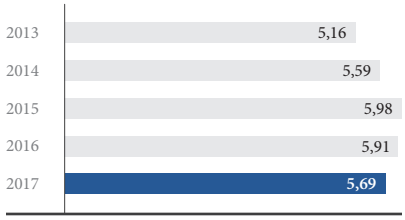
BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) ATTRIBUABLE AUX ACTIONNAIRES ORDINAIRES (en millions de dollars)



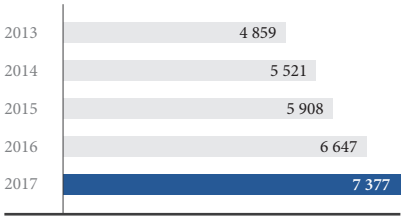
RÉSULTAT COMPARABLE[1] (en millions de dollars)



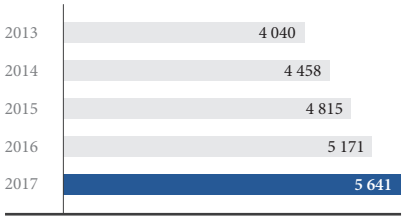
FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES PAR ACTION ORDINAIRE[1,2] (en dollars)



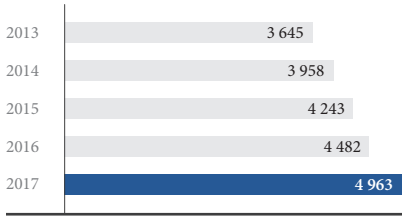
BAIIA COMPARABLE[1] (en millions de dollars)



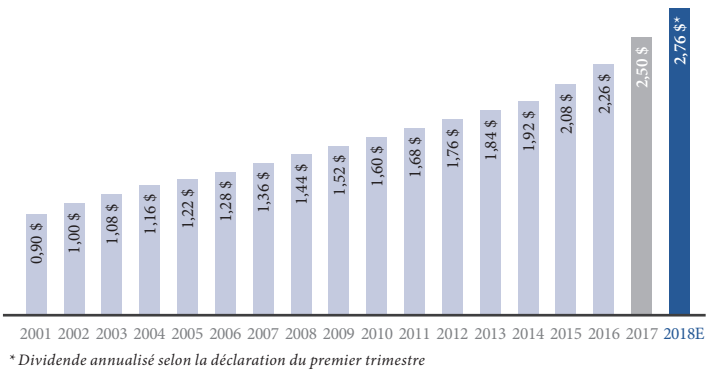
FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION COMPARABLES[1] (en millions de dollars)



FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES[1,2] (en millions de dollars)

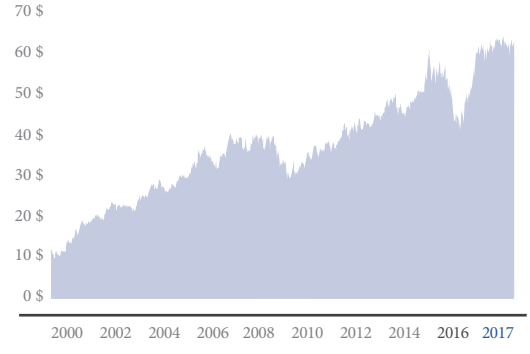


CROISSANCE DU DIVIDENDE



** Dividende annualisé selon la déclaration du premier trimestre*

COURS DU MARCHÉ – BOURSE DE TORONTO



Les actionnaires de TransCanada ont bénéficié d'un rendement total annuel de 14 % depuis 2000.

(1) Mesure non conforme aux PCGR qui ne constitue pas une mesure définie prescrite par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis. Pour un complément d'information, il y a lieu de se reporter à la rubrique sur les mesures non conformes aux PCGR du rapport de gestion dans le rapport annuel 2017.
(2) Compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement.

Informations prospectives et mesures non conformes aux PCGR
On fait référence dans ces pages à des informations prospectives et à certaines mesures non conformes aux PCGR qui n'ont pas de signification normalisée aux termes des principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») des États-Unis et, par conséquent, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. Pour un complément d'information sur les informations prospectives, les hypothèses formulées ainsi que sur les risques et incertitudes pouvant faire en sorte que les résultats réels pourraient s'écarter de ceux anticipés, et sur les rapprochements des mesures non conformes aux PCGR aux mesures conformes aux PCGR les plus semblables, il y a lieu de se reporter au rapport annuel 2017 de TransCanada déposé auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la Securities Exchange Commission des États-Unis et pouvant être consulté à TransCanada.com.

AU SUJET DE TRANSCANADA

Depuis plus de 65 ans, TransCanada est fière d'assurer l'approvisionnement en énergie sur lequel comptent des millions de Nord-américains pour activer leur vie et alimenter l'industrie. Guidés par nos valeurs de sécurité, d'intégrité, de collaboration et de responsabilité, nos 7 500 employés sont bien enracinés dans leurs collectivités et ils veillent à ce que l'aménagement et l'exploitation de nos installations se fassent de manière sûre et fiable, avec des incidences minimes sur l'environnement. Nous sommes engagés à être à l'écoute de nos voisins et à collaborer avec l'ensemble de nos parties prenantes afin d'élaborer de meilleurs plans de projets et de créer des occasions à long terme ainsi que des retombées économiques dans les collectivités où nous exerçons des activités au Canada, aux États-Unis et au Mexique.

TROIS ENTREPRISES COMPLÉMENTAIRES DU SECTEUR DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

GAZODUCS

Notre portefeuille de gazoducs de 91 900 kilomètres (57 100 milles) achemine plus de 25 % de l'approvisionnement en gaz naturel à combustion propre en Amérique du Nord. Ce réseau de gazoducs assure de manière stratégique le lien entre l'approvisionnement croissant provenant des bassins les plus productifs et les moins coûteux du continent et les principaux marchés du Canada, des États-Unis et du Mexique. De plus, nous exploitons la plus grande entreprise de stockage de gaz naturel du continent, dont la capacité de stockage réglementée et non réglementée dépasse les 650 milliards de pieds cubes (« Gpi^3 »).

PIPELINES DE LIQUIDES

Notre réseau de pipelines de liquides de 4 900 kilomètres (3 000 milles) raccorde des sources de pétrole continentales en plein essor aux grands marchés et raffineries. Le réseau d'oléoducs Keystone, à l'égard duquel des contrats à long terme ont été conclus pour l'acheminement de 555 000 barils par jour (« b/j ») de pétrole brut, transporte environ 20 % des exportations de l'Ouest canadien vers les principaux marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique, où il est transformé en combustible et en d'autres produits pétroliers utiles. Le réseau Keystone a transporté plus de 1,6 milliard de barils de pétrole brut depuis sa mise en exploitation en juin 2010.

ÉNERGIE

TransCanada détient en propriété exclusive ou partielle 11 installations de production d'électricité d'une capacité combinée de 6 100 mégawatts (« MW ») – soit assez pour alimenter plus de 6 millions de foyers. Plus de la moitié de l'énergie que nous produisons provient de sources à faible teneur en émissions, notamment l'énergie nucléaire et l'énergie éolienne, et nous sommes un chef de file de l'aménagement et de l'exploitation de centrales électriques alimentées au gaz naturel à haute efficacité.

EXCELLENTE PERFORMANCE, OCCASIONS INTÉRESSANTES

- *HISTORIQUE DE CRÉATION DE VALEUR À LONG TERME POUR LES ACTIONNAIRES* – Rendement total annuel moyen pour les actionnaires de 14 % depuis 2000.
- *PORTEFEUILLE DE CROISSANCE VISIBLE* – Projets de croissance à court terme bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial de 23 milliards de dollars dont l'achèvement, pour la plupart, est prévu d'ici 2020. Avancement de projets à moyen et à plus long terme de 24 milliards de dollars.
- *DIVIDENDE INTÉRESSANT ET CROISSANT* – Accroissement prévu du dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans la portion supérieure de la fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2020 et de 8 % à 10 % de plus en 2021.
- *SITUATION FINANCIÈRE SAINE* – Cote de crédit « A », activités prévisibles et à faible risque, appuyées par des contrats à long terme ou des modèles d'exploitation réglementés axés sur les coûts de service, et structure d'entreprise simple qui devraient ouvrir l'accès aux capitaux et produire des résultats solides peu importe les conditions du marché.
- *ENGAGEMENT ENVERS LE DÉVELOPPEMENT RESPONSABLE* – Notre fiche de santé et de sécurité au travail compte parmi les meilleures de l'industrie et notre excellence au chapitre du maintien de l'équilibre entre sécurité, rentabilité et responsabilité sociale et environnementale est régulièrement soulignée par de multiples organismes indépendants.

LIVRER L'ÉNERGIE DE MANIÈRE RESPONSABLE

AUX ACTIONNAIRES,

La dernière année a été un défi à la fois exigeant et stimulant pour TransCanada. Que ce soit les ouragans ou les inondations qui ont sévi sur la côte américaine du golfe du Mexique, les incendies de forêt qui ont eu lieu dans l'Ouest canadien ou le tremblement de terre dévastateur survenu au centre du Mexique, nos 7 500 employés et entrepreneurs sont non seulement intervenus pour porter secours à leurs voisins, mais ils n'ont ménagé aucun effort pour s'assurer que l'énergie dont dépendent des millions de personnes continue d'être acheminée chaque jour de façon sécuritaire. Alors qu'une grande partie de l'Amérique du Nord est aux prises avec les mois les plus froids de l'hiver, nous nous rappelons du rôle important que joue notre entreprise pour garder les foyers éclairés, réchauffer les immeubles et favoriser le progrès social.

Il est à prévoir que la demande en énergie de tous types continuera de croître. Grâce au dévouement et à l'engagement de notre équipe, nous sommes en bonne position pour être un partenaire privilégié dans la livraison sécuritaire, fiable et rentable de cette énergie pour les décennies à venir.

Croissance de notre entreprise et expansion de notre empreinte

Nous mettons toujours à profit une stratégie bien établie et peu risquée qui donne lieu à une création de valeur importante et qui constitue un point d'ancrage pour nous permettre de créer de la valeur pour nos actionnaires, nos clients, nos employés et les collectivités où nous sommes présents. Depuis que nous avons adopté notre orientation actuelle il y a 18 ans, nous avons investi plus de 75 milliards de dollars dans nos entreprises essentielles, notamment en ajoutant des gazoducs d'une longueur de 45 000 kilomètres (28 000 milles) et une capacité de stockage de plus de 600 Gpi^3 à notre réseau, en aménageant un réseau d'oléoducs de premier plan grâce à notre investissement dans Keystone et en devenant la plus grande entreprise privée du secteur énergétique au Canada avec une capacité de production de 6 100 MW. Nous disposons aujourd'hui d'un portefeuille enviable et bien diversifié d'actifs d'infrastructures énergétiques critiques au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Nous contribuons à la transformation du paysage de l'énergie en Amérique du Nord au moyen d'un plan de croissance à l'avant-garde de l'industrie qui comprend des projets d'investissement bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial de 47 milliards de dollars qui sont en cours de construction ou d'aménagement.

Solidité et souplesse financières

Nous avons continué de préserver notre solidité et notre souplesse financières, comme l'illustre notre cote de crédit « A » qui nous permet d'accéder aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses à toutes les étapes du cycle économique. Cela a été pour nous un avantage concurrentiel, et le restera. Notre modèle d'exploitation prévisible a généré des rendements supérieurs pour nos actionnaires. Nous avons majoré notre dividende sur les actions ordinaires chaque année depuis 2000, ce qui représente un rendement total annuel moyen de 14 % pour les actionnaires sur cette période.

Russ Girling, Président et chef de la direction
Siim Vanaselja, Président du conseil

En position de réussite

Nous sommes en bonne position pour continuer de produire des résultats solides et croissants dans l'avenir. Plus de 95 % de notre bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») provient d'activités réglementées ou d'actifs visés par des contrats à long terme. Notre priorité est la mise en service, au cours des trois prochaines années, de nouvelles installations à tarifs réglementés et visées par des contrats à long terme d'une valeur de 23 milliards de dollars. L'augmentation des flux de trésorerie et du résultat par action qui en découlera sous-tend notre détermination à faire croître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans la portion supérieure de la fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2020 et de 8 % à 10 % de plus en 2021.

Des résultats financiers solides

Nous avons réalisé une performance financière record en 2017 alors que nos entreprises de base ont dégagé une excellente performance, que nous avons mis en service des nouvelles installations d'une valeur d'environ 5 milliards de dollars et mené à bien l'intégration des actifs de Columbia. Le résultat comparable a augmenté de 11 % par rapport à 2016 pour atteindre le niveau record de 3,09 $ par action, et les fonds provenant de l'exploitation comparables ont dépassé les 5,5 milliards de dollars pour la première fois. À la lumière de ce rendement élevé et de notre croissance continue, notre conseil d'administration a approuvé notre 18^e hausse annuelle consécutive du dividende sur les actions ordinaires, le portant à 2,76 $ sur une base annualisée, ce qui représente une hausse de 10,4 % pour 2018. Nous avons également réussi à amasser plus de 6 milliards de dollars sur les marchés financiers, selon des modalités novatrices et attrayantes, pour nous aider à financer notre programme de croissance.

Excellente performance de nos secteurs d'exploitation

Gazoducs

Notre réseau de gazoducs bien situé dans les deux bassins d'approvisionnement gazier les plus productifs d'Amérique du Nord – à savoir le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») et le bassin des Appalaches – assure à notre clientèle diversifiée un service fiable et l'accès du marché aux principaux centres de demande du Canada, des États-Unis et du Mexique. L'intégration des actifs pipeliniers de Columbia est terminée et elle produit les résultats escomptés. Nous sommes sur la bonne voie pour réaliser des synergies annuelles de 250 millions de dollars US et nous avons simplifié notre structure d'entreprise grâce à l'achèvement de

l'acquisition de Columbia Pipeline Partners, LP. Ailleurs dans notre réseau américain, la conclusion de la vente de notre participation directe de 49,3 % dans Iroquois Pipeline et de notre participation directe de 11,8 % dans Portland Natural Gas Transmission System à notre société liée américaine TC PipeLines, LP pour 765 millions de dollars US nous a permis de continuer à maximiser la valeur de nos actifs existants. Notre secteur des gazoducs aux États-Unis est à présent celui qui fournit le plus grand apport au BAIIA de la société, et sa croissance se poursuit. D'importants projets comme Leach Xpress et Rayne Xpress sont maintenant achevés, et des projets à court terme bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial d'une valeur qui dépasse les 7 milliards de dollars US sont en cours aux États-Unis et devraient être achevés d'ici la fin de 2020.

Au Canada, le réseau principal au Canada continue de jouer un rôle essentiel pour assurer le transport de l'approvisionnement croissant en gaz du BSOC vers les marchés à forte demande de l'Est du Canada et des États-Unis. En novembre 2017, nous avons commencé à expédier des volumes supplémentaires de gaz du BSOC aux termes d'un nouvel accord tarifaire novateur qui permet aux clients d'utiliser la capacité existante des pipelines à moindre coût et, de ce fait, d'être plus concurrentiels sur le marché nord-américain. L'entente à long terme de transport à prix fixe a permis d'ajouter des contrats à prix ferme visant le transport d'environ 1,4 Gpi^3/j sur le réseau, ce qui procure une stabilité accrue et fait diminuer les coûts d'exploitation pour tous les expéditeurs sur le réseau principal au Canada. L'évolution du réseau de NGTL dans l'Ouest canadien se poursuit, la forte augmentation de la production de gaz dans le nord-ouest de l'Alberta et de la Colombie-Britannique étant à l'origine de l'expansion constante du réseau qui collecte la majeure partie du gaz produit dans le BSOC. De nouvelles installations du réseau de NGTL d'une valeur d'environ 1,7 milliard de dollars ont été mises en service en 2017, et les projets d'expansion de 7,2 milliards de dollars actuellement en cours sont soutenus par des contrats à long terme de réception et de livraison garanties. Compte tenu de la production croissante, nous sommes toujours à la recherche de nouvelles occasions d'agrandir ces réseaux.

Notre réseau de gazoducs au Mexique continue de générer des résultats stables et d'offrir une plateforme solide en vue de la croissance future. À l'heure actuelle, quatre de nos pipelines sont exploités en vertu de contrats à long terme et trois autres devraient entrer en service en 2018 et en 2019, faisant passer la valeur de notre portefeuille mexicain à environ 5 milliards de dollars US. Nous sommes bien placés pour participer à satisfaire le besoin croissant de gaz naturel à combustion propre du Mexique grâce à notre réseau intégré qui établira un lien direct entre l'approvisionnement en gaz des États-Unis et la demande en plein essor au centre du Mexique aux fins de la production d'électricité et des activités industrielles.

Pipelines de liquides

Notre position en tant que premier transporteur de la production croissante de pétrole brut d'Amérique du Nord a été renforcée en 2017 par la mise en service de deux nouveaux pipelines en Alberta (Grand Rapids et Northern Courier) qui a ajouté 550 kilomètres (342 milles) de pipelines de liquides stratégiques dans la région de l'Athabasca. Nous avons rehaussé la valeur du réseau d'oléoducs Keystone en faisant passer notre portefeuille de contrats à long terme à 555 000 b/j sur ce réseau. En outre, nous nous sommes réjouis de l'avancement du projet de pipeline Keystone XL en 2017 grâce à l'obtention en mars du permis présidentiel que nous attendions depuis longtemps, puis de l'approbation par la Nebraska Public Service Commission du tracé viable à travers le Nebraska en novembre. Nous avons confirmé les garanties commerciales nécessaires relativement à Keystone XL qui nous ont permis de procéder à une invitation à soumissionner, laquelle a débouché sur la conclusion d'engagements fermes sur 20 ans visant 500 000 b/j. Nous collaborons avec les propriétaires fonciers afin d'acquérir les servitudes nécessaires aux fins du tracé approuvé et nous poursuivons les démarches d'obtention des permis pour pouvoir commencer la construction en 2019. Même si nous sommes déçus de renoncer au projet de pipeline Énergie Est, nous demeurons optimistes quant aux perspectives de nos pipelines de liquides. La production pétrolière qui continue d'augmenter en Amérique du Nord créera de nouvelles occasions d'amélioration et d'expansion de notre réseau.

Énergie

Notre secteur Énergie continue de générer des résultats prévisibles et stables appuyés principalement par des contrats à long terme avec des contreparties fiables. Vers le milieu de 2017, nous avons mené à terme la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis pour 3,1 milliards de dollars US, ce qui a grandement réduit notre exposition au marché libre de l'électricité. Le produit de la vente a été affecté au financement permanent de l'acquisition de Columbia. Au Canada, le plan énergétique à long terme du gouvernement de l'Ontario confirme la nécessité de réaliser de nouveaux investissements importants dans Bruce Power; les travaux préparatoires dans le cadre du programme visant à prolonger la durée de vie utile des installations sont en cours et le premier programme de remplacement de composantes principales devrait débuter en 2020. Les travaux de construction de la centrale électrique de Napanee tirent à leur fin et celle-ci devrait entrer en service en 2018 et ajouter une capacité de 900 MW au réseau électrique de l'Ontario. Par ailleurs, nous avons vendu notre portefeuille d'actifs d'énergie solaire de 76 MW en Ontario pour 541 millions de dollars et maximisé la valeur pour les actionnaires en réaffectant les capitaux à notre portefeuille de croissance.

Notre secteur Énergie demeure une pierre angulaire de notre stratégie de croissance. Nous continuons de rechercher les occasions en matière de production d'électricité alors que l'Amérique du Nord effectue un virage vers les sources d'énergie qui génèrent moins d'émissions de carbone, une transition qui concorde avec l'expérience que nous avons dans la construction et l'exploitation de centrales électriques alimentées au gaz naturel à haute efficacité, de sources d'énergie renouvelables et de centrales nucléaires en Ontario.

Au premier plan, la sécurité et la responsabilité

Nous avons toutes les raisons d'être fiers de nos nombreuses réalisations en 2017, mais nous savons que notre réussite à long terme dépend de notre capacité à maintenir l'équilibre entre la rentabilité et la sécurité, d'une part, et la responsabilité sociale et environnementale d'autre part. Même si notre fiche de santé et de sécurité au travail compte toujours parmi les meilleures de l'industrie, au final aucun incident lié à la sécurité n'est acceptable et nous n'avons pas atteint l'objectif ambitieux que nous nous sommes fixé. En octobre 2017, un événement malheureux a fauché la vie d'un de nos employés aux États-Unis. Cela est inacceptable et nous procédons à une enquête rigoureuse afin d'établir la cause de cette tragédie et de définir les mesures que nous pouvons prendre pour éviter que de tels incidents se reproduisent. Notre priorité absolue est de veiller à l'exploitation sécuritaire de nos installations

et à ce que tous nos employés et entrepreneurs rentrent chez eux sains et saufs chaque jour, et nous restons déterminés à atteindre notre objectif de zéro incident.

Chef de file de la durabilité

Le succès continu de notre entreprise sera tributaire de notre capacité à exercer nos activités de manière responsable et à respecter les engagements que nous prenons envers nos voisins, nos partenaires et nos parties prenantes. Nous continuons d'évaluer toutes les décisions d'affaires sous l'angle de la durabilité, et nous sommes fiers de voir nos réalisations reconnues par des organismes indépendants respectés. Nous avons été sélectionnés pour faire partie de l'indice mondial du développement durable Dow Jones Sustainability Index (« DJSI ») pour une 16e année consécutive et nous nous sommes taillés une place au sein de l'indice DJSI nord-américain pour une quatrième année consécutive. De plus, pour une septième année consécutive nous avons fait partie de la liste des 50 entreprises les plus socialement responsables au Canada selon le magazine Corporate Knights, et notre leadership a été reconnu au chapitre de la promotion de l'équité hommes-femmes et de la diversité au sein de l'organisation. Nous avons aussi obtenu la reconnaissance du CDP (anciennement le Carbon Disclosure Project) pour la divulgation de nos émissions de carbone et pour notre stratégie d'atténuation des risques d'exploitation posés par les changements climatiques.

Une croissance visible qui crée de la valeur pour les actionnaires

Des possibilités sans pareil s'offrent à nous pour assurer la croissance durable de notre entreprise et pour continuer de dégager des résultats remarquables au cours des années à venir.

Nous avons conclu des nouveaux projets d'une valeur de plus de 3 milliards de dollars en 2017, ce qui porte notre programme d'investissement à court terme à 23 milliards de dollars. Tous ces projets sont en voie d'être parachevés d'ici la fin de 2021 et sont appuyés par des contrats à long terme ou des modèles d'exploitation réglementés. Le fait de mener à bien ces projets en respectant les délais et les budgets prévus générera une croissance significative des flux de trésorerie et des résultats qui sous-tendent le taux de croissance du dividende que nous prévoyons jusqu'en 2021.

De plus, nous poursuivons le développement de projets à moyen et à plus long terme de presque 24 milliards de dollars qui présentent d'importantes possibilités de croissance pour nos actionnaires. Ce portefeuille comprend notamment les projets de pipeline Keystone XL et de terminal de Keystone à Hardisty (8,3 milliards de dollars US), le projet Coastal Gaslink d'approvisionnement en gaz naturel de l'installation terminale proposée de LNG Canada à Kitimat, en Colombie-Britannique (4,8 milliards de dollars) et l'investissement de 5,3 milliards de dollars au titre de l'entente d'allongement du cycle de vie de Bruce Power après 2020. Là encore, tous ces projets sont appuyés par des contrats à long terme et nous sommes très près d'obtenir toutes les approbations requises pour les concrétiser.

Un avenir prometteur

La demande d'énergie fiable et abordable continue de croître à l'échelle mondiale, et TransCanada a bâti un portefeuille impressionnant d'actifs d'infrastructures énergétiques complémentaires et de projets de croissance bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont essentiels pour répondre aux besoins d'énergie actuels et en plein essor. Nous avons un historique d'investissement dans des occasions de grande qualité et à faible risque qui ont récompensé nos actionnaires, et nous avons confiance en notre capacité de poursuivre une croissance forte et stable pendant de nombreuses années encore.

Un conseil diversifié, une gouvernance forte

Nous continuons d'être guidés par un conseil d'administration fort auquel les membres apportent une panoplie d'expertises provenant de parcours variés. Le renouvellement du conseil s'est poursuivi au cours de l'année écoulée, Barry Jackson ayant quitté ses fonctions de président du conseil et Siim Vanaselja lui ayant succédé dans le cadre d'une transition harmonieuse. M. Jackson a occupé le poste de président du conseil pendant plus de dix ans et il continue de siéger en tant que membre du conseil. Nous tenons à le remercier de son engagement et de son leadership qui ont contribué à la force et au succès de TransCanada. Nous aimerions aussi remercier sincèrement MM. Derek Burney et Rick Waugh qui quitteront le conseil pour prendre leur retraite cette année. M. Burney, qui est administrateur depuis 2005, a apporté un leadership précieux en tant que président du comité de gouvernance d'entreprise de 2013 à 2017, ainsi qu'une vision stratégique en ce qui concerne les relations internationales et avec les gouvernements, la politique énergétique et la gestion des risques. M. Waugh a siégé au conseil pendant cinq ans, durant lesquels nos comités d'audit, de gouvernance d'entreprise et des ressources humaines ont pu profiter des fruits de son expérience en gestion d'entreprise, en finance, en comptabilité et en gouvernance.

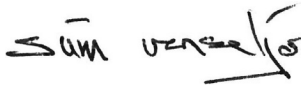
Nous avons eu le plaisir d'accueillir deux nouveaux administrateurs indépendants, Thierry Vandal et Stéphan Crétier, qui se sont joints au conseil en 2017. M. Vandal compte plus de 30 ans d'expérience dans le secteur de l'électricité et des services publics en Amérique du Nord, et M. Crétier apporte au conseil un riche bagage de leadership, de stratégie et d'esprit d'entreprise.

Une société unie par un objectif clair

En 2017, nous avons avancé à l'unisson et accompli de grandes choses. En nous montrant ouverts aux changements organisationnels et en ajustant notre portefeuille d'actifs et notre programme de croissance de manière à accroître la stabilité de nos revenus, nous sommes devenus une entreprise plus forte et plus concurrentielle. Alors que s'amorce 2018, nous réitérons notre engagement à l'égard de notre raison d'être qui consiste à fournir l'énergie dont la société a besoin pour prospérer, et ce, en harmonie avec nos valeurs fondamentales de sécurité, d'intégrité, de responsabilité et de collaboration. Notre avenir reste prometteur et nous tenons à remercier tous nos employés et actionnaires de leur appui indéfectible envers notre succès à long terme.

Cordialement,

Russ Girling
Président et chef de la direction



Siim A. Vanaselja
Président du conseil

Rapport de gestion

Le 14 février 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 l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »).

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION **6**

AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ **10**

- Trois entreprises essentielles 10
- Notre stratégie 12
- Incidence de la réforme fiscale aux États-Unis 14
- Acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. en 2016 15
- Programme d'investissement 16
- Points saillants des résultats financiers de 2017 18
- Perspectives 25

ENTREPRISE DE GAZODUCS **26**

GAZODUCS – CANADA **34**

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS **39**

GAZODUCS – MEXIQUE **45**

RISQUES LIÉS À L'ENTREPRISE DE GAZODUCS **48**

PIPELINES DE LIQUIDES **50**

ÉNERGIE **60**

SIÈGE SOCIAL **72**

SITUATION FINANCIÈRE **77**

AUTRES RENSEIGNEMENTS **91**

- Risques et gestion des risques 91
- Contrôles et procédures 99
- Estimations comptables critiques 100
- Instruments financiers 104
- Modifications comptables 107
- Rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable au bénéfice sectoriel 111
- Résultats trimestriels 112

GLOSSAIRE **120**

Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TransCanada » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à TransCanada Corporation et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 120. Tous les renseignements sont en date du 14 février 2018 et tous les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

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 incluent 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 des dividendes;
- 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 prévus dans le cas des projets planifiés (notamment les dates prévues pour la construction et l'achèvement des travaux);
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les projections relatives aux résultats financiers et aux résultats d'exploitation;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les effets prévus de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les fluctuations du prix des produits de base du marché;
- les changements sur le plan de la situation politique;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- les facteurs liés à la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- l'accès aux marchés financiers;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change, y compris les effets de la réforme fiscale aux États-Unis;
- les conditions météorologiques;
- la cybersécurité;
- les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, le lecteur est prié de consulter les rapports déposés auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la SEC des États-Unis.

Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, étant donné que les résultats réels pourraient afficher des différences appréciables, et il ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où elles ont été avancées. Nous ne mettons pas à jour les énoncés prospectifs pour tenir compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs, sauf si la loi l'exige.

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les 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 certains postes 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 une mesure en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

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

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

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

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net (perte nette) par action ordinaire
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAII 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

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 les participations sans contrôle, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour consulter un rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du bénéfice net (de la perte nette) par action ordinaire.

BAII comparable et BAIIA comparable

Le BAII comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers décrits ci-dessus. Nous utilisons le BAII 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 BAII comparable, sauf qu'il exclut les charges d'amortissement hors trésorerie. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements » pour consulter un rapprochement de ces mesures et du 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 à l'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 d'exploitation, qui ne sont pas nécessairement représentatifs des activités sous-jacentes pour la période visée, et qu'ils fournissent une mesure uniforme de la production de rentrées par nos actifs. Les fonds provenant de l'exploitation comparables sont ajustés en fonction de l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers décrits ci-dessus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

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

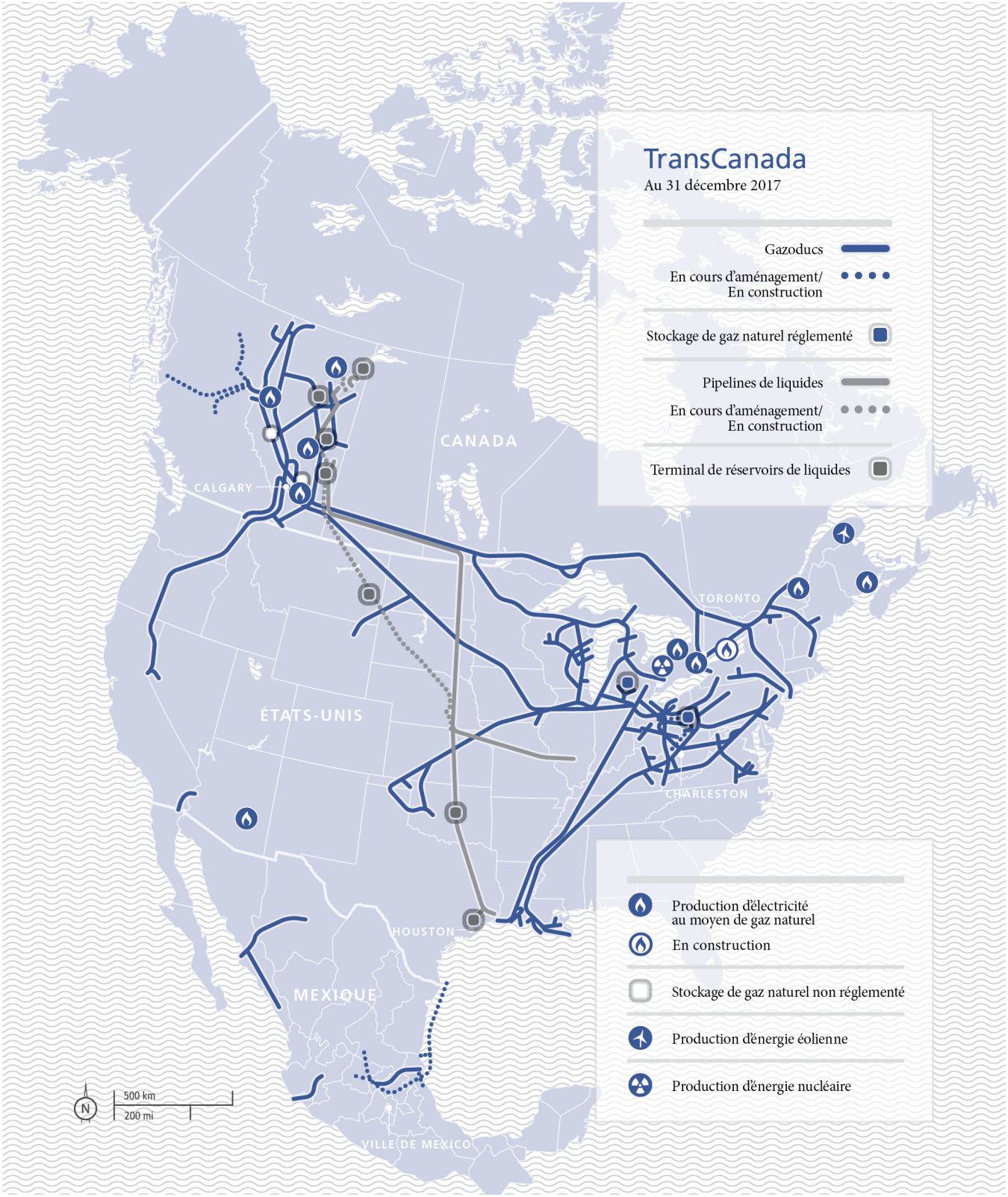
Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement de ces mesures et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, nous avons la possibilité de recouvrer la plus grande partie de ces coûts à même nos gazoducs canadiens et américains et nos pipelines de liquides. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs canadiens sont prises en compte dans leur base tarifaire, de laquelle nous tirons un rendement réglementé, et nous les recouvrons par la suite à même les droits futurs. Nous pouvons tâcher de recouvrer les dépenses d'investissement de maintien relatives à la plupart de nos gazoducs américains à même les tarifs prévus par les dossiers ou règlements tarifaires futurs. Les dépenses d'investissement de maintien sont alors recouvrées de la même manière que les dépenses d'investissement de croissance. Enfin, le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien relatives aux pipelines de liquides est prévu par les arrangements tarifaires qui régissent ceux-ci.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2017, nous avons modifié la présentation des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action afin de montrer l'incidence de l'exclusion des dépenses d'investissement de maintien recouvrables de leur calcul respectif. Nous avons inclus les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables par action des périodes comparatives de 2016 et de 2015 afin de refléter notre nouveau mode de présentation de l'information, ce qui procure aux lecteurs une information plus pertinente selon nous.

Au sujet de la société

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 naturel.



TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

Nous exploitons trois entreprises essentielles : les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie. Pour que l'information communiquée corresponde à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises, nos résultats sont présentés selon cinq secteurs d'exploitation : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie. Nous comptons aussi le secteur Siège social qui n'est pas lié à l'exploitation et qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance des secteurs d'exploitation et leur fournit divers autres services.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**
Total de l'actif		
Gazoducs – Canada	**16 904**	15 816
Gazoducs – États-Unis	**35 898**	34 422
Gazoducs – Mexique	**5 716**	5 013
Pipelines de liquides	**15 438**	16 896
Énergie[1]	**8 503**	13 169
Siège social	**3 642**	2 735
	86 101	88 051

1 Compte tenu des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente en 2016.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**
Total des produits		
Gazoducs – Canada	**3 693**	3 682
Gazoducs – États-Unis[1]	**3 584**	2 526
Gazoducs – Mexique	**570**	378
Pipelines de liquides	**2 009**	1 755
Énergie[2]	**3 593**	4 206
	13 449	12 547

1 Compte tenu de Columbia depuis juillet 2016.
2 Compte tenu des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et des actifs d'énergie solaire en Ontario jusqu'à leur vente en 2017.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**
BAIIA comparable		
Gazoducs – Canada	**2 144**	2 182
Gazoducs – États-Unis[1]	**2 357**	1 682
Gazoducs – Mexique	**519**	332
Pipelines de liquides	**1 348**	1 152
Énergie[2]	**1 030**	1 281
Siège social	**(21)**	18
	7 377	6 647

1 Compte tenu de Columbia depuis juillet 2016.
2 Compte tenu des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et des actifs d'énergie solaire en Ontario jusqu'à leur vente en 2017.

NOTRE STRATÉGIE

Nos infrastructures énergétiques regroupent des actifs pipeliniers et énergétiques qui collectent, transportent, produisent, stockent et livrent du gaz naturel, du pétrole brut et d'autres produits pétroliers, ainsi que de l'électricité, afin de répondre aux besoins des entreprises et des collectivités nord-américaines.

Nous nous voyons devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord se concentrant sur les possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où elle bénéficie ou pourrait bénéficier d'un solide avantage concurrentiel.

Éléments clés du coup d'œil sur la stratégie

1 Maximiser la valeur de nos éléments d'infrastructure et positions commerciales tout au long de leur cycle de vie

- Les infrastructures de longue durée et les ententes commerciales à long terme constituent la pierre d'angle de notre modèle commercial à faible risque.
- Nos actifs pipeliniers comptent d'importants gazoducs et oléoducs qui relient les bassins d'approvisionnement à longue durée de vie aux marchés stables et en plein essor, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Dans le secteur de l'énergie, des conventions de vente d'énergie à long terme servent à gérer et à optimiser notre portefeuille et à gérer la volatilité des prix.

2 Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement

- Nous développons des actifs de grande qualité à long terme dans le cadre de notre programme d'investissement actuel de 47 milliards de dollars, composé de 23 milliards de dollars destinés à des projets à court terme et de 24 milliards de dollars destinés à des projets à moyen et long terme bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial. L'apport de ces projets aux résultats et aux flux de trésorerie devrait s'accroître à court, moyen et long terme au fur et à mesure de leur mise en service.
- Notre expertise en matière d'aménagement de projets, de gestion des risques liés à la construction et de maximisation de la productivité des investissements assure une attention vigilante à la fiabilité, au coût et au calendrier et, de ce fait, permet d'offrir aux clients un service supérieur et un meilleur rendement aux actionnaires.
- Dans le cadre de la stratégie de croissance, nous puisons dans cette expérience ainsi que dans notre expertise en matière de réglementation, d'échanges commerciaux, de gestion financière, de droit et d'exploitation pour assurer la réussite des activités de construction et d'intégration de nouvelles installations pipelinières et d'autres installations énergétiques.
- Nous parvenons à maintenir l'équilibre entre sécurité, rentabilité et responsabilité sociale et environnementale dans le cadre de nos activités d'investissement.

3 Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur et d'investissements de grande qualité

- Nous évaluons les occasions d'aménager et d'acquérir des infrastructures énergétiques qui cadrent avec notre portefeuille actuel et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance des secteurs pipelinier et énergétique dans les régions névralgiques de l'Amérique du Nord et gérons rigoureusement les coûts d'aménagement, ce qui nous permet de réduire au minimum le capital exposé à un risque lors du démarrage des projets.
- Nous attendrons que les conditions du marché soient favorables et que les risques et les rendements inhérents soient acceptables avant de mener à bien tous les travaux d'élaboration et de construction de certains projets.

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales dans des secteurs tels que la sécurité, l'excellence opérationnelle, la gestion de la chaîne d'approvisionnement, la réalisation des travaux et la gestion des parties prenantes pour offrir une valeur actionnariale maximale à court, moyen et long terme.

Avantage concurrentiel

Nous tirons notre avantage concurrentiel de notre longue expérience du domaine des infrastructures énergétiques et d'une démarche disciplinée sur le plan de la gestion des projets et de l'investissement de capitaux.

- Leadership fort – Envergure, présence, compétences en exploitation et en élaboration de stratégies, expertise en matière de soutien financier, juridique, commercial et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Un modèle commercial durable et à faibles risques sert à maximiser la valeur de nos actifs à long terme et de nos positions commerciales à toutes les étapes du cycle économique.
- Discipline rigoureuse – Niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques; valeurs fondamentales dominées par un engagement envers la santé, la sécurité et la protection de l'environnement et la priorité accordée à l'excellence sur le plan de l'exploitation.
- Position financière – Performance financière constamment solide, stabilité financière et rentabilité à long terme; démarche disciplinée sur le plan de l'investissement de capitaux; capacité d'accéder à des montants en capitaux considérables et à prix concurrentiel pour soutenir notre croissance; simplicité et intelligibilité de la structure de nos activités et de notre entreprise; capacité de maintien de l'équilibre des dividendes croissants sur nos actions ordinaires et de la souplesse financière pour financer nos programmes d'investissement dans toutes les conditions de marché.
- Relations à long terme – Relations transparentes à long terme avec les principaux clients et parties prenantes; communication claire de nos perspectives aux actionnaires et aux investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS

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

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

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

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

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

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

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

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

ACQUISITION DE COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC. EN 2016

Le 1er juillet 2016, nous avons acquis une participation de 100 % dans Columbia pour un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie. L'acquisition a initialement été financée à même le produit de 4,4 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription, de prélèvements sur les facilités de crédit-relais d'acquisition totalisant 6,9 milliards de dollars US et des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1er avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne. Après la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada.

À la date d'acquisition, Columbia exploitait des gazoducs réglementés d'une longueur d'environ 24 500 km (15 200 milles), des installations de stockage de gaz naturel d'une capacité de 285 Gpi^3 et certains actifs intermédiaires connexes. Nous avons acquis Columbia pour étendre nos activités liées au gaz naturel sur le marché américain, ce qui nous permettra de profiter de nouvelles occasions de croissance à long terme. L'acquisition visait également un gros portefeuille de nouveaux projets d'investissements de croissance comprenant sept importantes expansions de pipelines ayant pour but d'acheminer aux marchés l'approvisionnement croissant provenant des bassins de production Marcellus / Utica, ainsi qu'un programme de modernisation des infrastructures existantes jusqu'en 2020 inclusivement visant à continuer d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

Le nom « Columbia Pipeline Group, Inc. » désigne l'ensemble de l'entreprise que nous avons acquise, mais nous faisons maintenant référence aux différentes entreprises que nous avons obtenues grâce à l'acquisition, à savoir : Columbia Gas, Columbia Gulf, Millennium, Crossroads, Midstream et l'entreprise de stockage de Columbia.

Dans le cadre du plan de financement de l'acquisition de Columbia, nous avons annoncé la monétisation prévue de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, y compris la vente de notre entreprise de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Par la suite, nous avons émis de nouvelles actions ordinaires pour assurer le financement permanent de l'acquisition et annoncé une convention d'acquisition visant la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL »).

Émissions d'actions ordinaires et de reçus de souscription aux termes de placements publics

Le 1er avril 2016, pour financer une partie de l'acquisition de Columbia, nous avons émis 96,6 millions de reçus de souscription au prix de 45,75 $ le reçu, pour un produit brut de 4,4 milliards de dollars; chaque reçu conférait à son porteur le droit d'obtenir une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de Columbia. Les porteurs de reçus de souscription ont donc reçu une action ordinaire en échange de chaque reçu de souscription le 1er juillet 2016 à la clôture de l'acquisition.

Le 16 novembre 2016, nous avons émis 60,2 millions d'actions ordinaires au prix de 58,50 $ l'action, pour un produit brut d'environ 3,5 milliards de dollars. Le produit du placement a servi à rembourser une tranche des facilités de crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US utilisées pour financer en partie la clôture de l'acquisition de Columbia.

Columbia Pipeline Partners LP

En février 2017, nous avons mené à terme l'acquisition, contre trésorerie, de la totalité des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – États-Unis » pour un complément d'information.

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

En avril 2017, nous avons conclu la vente de TC Hydro pour 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, et en juin 2017, celle de Ravenswood, Ironwood, Ocean State Power et Kibby Wind pour 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Énergie » pour un complément d'information. Le produit de ces ventes a servi à rembourser en totalité la tranche résiduelle des facilités de crédit-relais qui avaient financé une partie de l'acquisition de Columbia.

En décembre 2017, nous avons conclu une convention visant la vente de nos contrats d'électricité de détail aux États-Unis dans le cadre de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis qui se poursuit. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2018, sous réserve de certaines autorisations réglementaires et autres.

Se reporter à la rubrique « Faits marquants » du secteur Énergie pour un complément d'information.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

Nous sommes à aménager des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement. Ces éléments d'infrastructure de longue durée reposent sur des ententes commerciales à long terme avec des contreparties solvables ou des entreprises réglementées et devraient assurer une croissance appréciable du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant d'environ 24 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à plus long terme bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial. Les montants indiqués ne tiennent pas compte des dépenses d'investissement de maintien, des intérêts capitalisés et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

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

Projets à court terme

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

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

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

3 Notre quote-part.

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

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

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 ultérieures à 2020, et les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous rendent compte des coûts les plus récents pour chaque projet selon les documents déposés auprès des organismes de réglementation pertinents ou autrement établis. Ces projets sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale et/ou des processus réglementaires complexes; cependant, sauf mention contraire, ils sont tous garantis sur le plan commercial. Il y a lieu de consulter la rubrique « Faits marquants » de chacun des secteurs d'activité pour un complément d'information sur ces projets.

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

1 Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous nous affairons à obtenir des garanties commerciales supplémentaires.
2 Notre quote-part.
3 La valeur comptable correspond au montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015.
4 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,25 au 31 décembre 2017.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2017

Nous avons recours à certaines mesures financières qui n'ont pas de définition normalisée selon les PCGR, car nous croyons qu'elles nous permettent d'être mieux à même de comparer les résultats financiers d'une période à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement en matière d'exploitation. Ces mesures, appelées « mesures non conformes aux PCGR », pourraient ne pas être semblables aux mesures présentées par d'autres sociétés.

Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable, le bénéfice avant les intérêts et les impôts (« BAII ») 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. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que les pages 79 et 111 pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2017**	**2016**	**2015**
Bénéfice			
Produits	**13 449**	12 547	11 353
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**2 997**	124	(1 240)
par action ordinaire – de base	**3,44 $**	0,16 $	(1,75) $
– dilué(e)	**3,43 $**	0,16 $	(1,75) $
BAIIA comparable	**7 377**	6 647	5 908
Résultat comparable	**2 690**	2 108	1 755
par action ordinaire	**3,09 $**	2,78 $	2,48 $
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**5 230**	5 069	4 384
Fonds provenant de l'exploitation comparables	**5 641**	5 171	4 815
Flux de trésorerie distribuables comparables			
– compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	**3 599**	3 541	3 457
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	**4 963**	4 482	4 243
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire			
– compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	**4,13 $**	4,67 $	4,88 $
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	**5,69 $**	5,91 $	5,98 $
Dépenses d'investissement[1]	**9 210**	6 067	4 922
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	**—**	13 608	236
Produit des ventes d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	**5 317**	6	—
Bilan			
Total de l'actif	**86 101**	88 051	64 398
Dette à long terme	**34 741**	40 150	31 456
Billets subordonnés de rang inférieur	**7 007**	3 931	2 409
Actions privilégiées	**3 980**	3 980	2 499
Participations sans contrôle	**1 852**	1 726	1 717
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	**21 059**	20 277	13 939
Dividendes déclarés[2]			
par action ordinaire	**2,50 $**	2,26 $	2,08 $
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré	**872**	759	709
– émises et en circulation	**881**	864	703

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

2 Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 84 pour plus de renseignements sur les dividendes sur les actions privilégiées.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	2016	2015
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)			
Gazoducs – Canada	**1 236**	1 307	1 367
Gazoducs – États-Unis	**1 760**	1 190	597
Gazoducs – Mexique	**426**	287	169
Pipelines de liquides	**(251)**	806	(2 661)
Énergie	**1 552**	(1 157)	781
Siège social	**(39)**	(120)	(152)
Total du bénéfice sectoriel	**4 684**	2 313	101
Intérêts débiteurs	**(2 069)**	(1 998)	(1 370)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**507**	419	295
Intérêts créditeurs et autres	**184**	103	(132)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	**3 306**	837	(1 106)
Recouvrement (charge) d'impôts	**89**	(352)	(34)
Bénéfice net (perte nette)	**3 395**	485	(1 140)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	**(238)**	(252)	(6)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	**3 157**	233	(1 146)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(160)**	(109)	(94)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**2 997**	124	(1 240)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire			
– de base	**3,44 $**	0,16 $	(1,75) $
– dilué(e)	**3,43 $**	0,16 $	(1,75) $

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires se chiffrait en 2017 à 2 997 millions de dollars, ou 3,44 $ par action (124 millions de dollars, ou 0,16 $ par action, en 2016; perte de 1 240 millions de dollars, ou 1,75 $ par action, en 2015). Le bénéfice net par action ordinaire a augmenté de 3,28 $ par action en 2017 comparativement à 2016 en raison des variations du bénéfice net décrites ci-dessous et de l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016 et des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché en 2017.

Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et retranchés du résultat comparable pour les périodes indiquées :

2017

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain net de 307 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui se compose d'un gain de 440 millions de dollars après les impôts sur la vente de TC Hydro, d'une perte supplémentaire de 190 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, de coûts de cession de 14 millions de dollars après les impôts et des ajustements liés aux impôts sur le bénéfice;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ce projet;
- une charge de 69 millions de dollars après les impôts au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 28 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- un recouvrement d'impôts 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 a été incluse dans la charge de dépréciation de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation.

2016

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- une perte de 873 millions de dollars après les impôts sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de cession de 10 millions de dollars après les impôts;
- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta (directement et par le truchement de notre participation dans ASTC Power Partnership) par suite de notre décision de résilier les CAE et une perte 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;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui se sont traduits par une charge de 273 millions de dollars après les impôts comprenant des paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars sur les reçus de souscription émis dans le cadre du financement permanent de la transaction, des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 90 millions de dollars, des coûts d'acquisition de 36 millions de dollars et un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à la clôture de l'acquisition, sommes annulées en partie par des intérêts créditeurs de 6 millions de dollars sur les fonds entiercés provenant des reçus de souscription en attendant la conversion de ces derniers en actions ordinaires;
- des recouvrements d'impôts de 28 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 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 après les impôts de 42 millions de dollars 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;
- une charge après les impôts de 16 millions de dollars au titre de la restructuration se rapportant essentiellement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivaient dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une perte additionnelle de 3 millions de dollars après les impôts sur la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu au début de 2016.

2015

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu au début de 2016;
- une charge nette de 74 millions de dollars après les impôts au titre de la restructuration comprenant un montant de 42 millions de dollars principalement lié aux indemnités de cessation d'emploi pour 2015 et une provision de 32 millions de dollars liée aux indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges avaient trait à une initiative de restructuration qui a débuté en 2015 visant à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble;
- une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine destiné à des fins d'utilisation future par notre secteur de l'énergie;
- un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015;
- une charge de 27 millions de dollars après les impôts liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- un ajustement favorable du bénéfice de 199 millions de dollars lié à l'incidence sur notre bénéfice net tiré des participations sans contrôle de la charge de dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC PipeLines, LP dans Great Lakes.

Le bénéfice net de toutes les périodes comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques qui ont été retranchés du résultat comparable avec les éléments précités. On trouvera dans le tableau suivant un rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Résultats » de chaque secteur et à la rubrique « Situation financière » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces points saillants.

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	2016	2015
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**2 997**	124	(1 240)
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Ajustement au titre de la réforme fiscale aux États-Unis	**(804)**	—	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	**(307)**	873	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	**(136)**	—	—
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	**954**	—	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	**69**	273	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	**28**	42	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	**(7)**	(28)	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	**—**	656	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	**—**	244	—
Coûts de restructuration	**—**	16	74
Perte à la vente de TC Offshore	**—**	3	86
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	**—**	—	2 891
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	**—**	—	43
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	**—**	—	34
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	**—**	—	27
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes)	**—**	—	(199)
Activités de gestion des risques[1]	**(104)**	(95)	39
Résultat comparable	**2 690**	2 108	1 755
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	**3,44 $**	0,16 $	(1,75) $
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Ajustement au titre de la réforme fiscale aux États-Unis	**(0,92)**	—	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	**(0,34)**	1,15	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	**(0,16)**	—	—
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	**1,09**	—	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	**0,08**	0,37	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	**0,03**	0,06	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	**(0,01)**	(0,04)	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	**—**	0,86	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	**—**	0,32	—
Coûts de restructuration	**—**	0,02	0,10
Perte à la vente de TC Offshore	**—**	—	0,12
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	**—**	—	4,08
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	**—**	—	0,06
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	**—**	—	0,05
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	**—**	—	0,04
Participations sans contrôle (TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes)	**—**	—	(0,28)
Activités de gestion des risques	**(0,12)**	(0,12)	0,06
Résultat comparable par action ordinaire	**3,09 $**	2,78 $	2,48 $

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	**11**	4	(8)
Installations énergétiques aux États-Unis	**39**	113	(30)
Commercialisation des liquides	**—**	(2)	—
Stockage de gaz naturel	**12**	8	1
Intérêts	**(1)**	—	—
Change	**88**	26	(21)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	**(45)**	(54)	19
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	**104**	95	(39)

Résultat comparable

En 2017 et en 2016, le résultat comparable par action a subi l'effet dilutif des 161 millions d'actions ordinaires émises en 2016 et des actions émises en 2017 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

Le résultat comparable de 2017 a été supérieur de 582 millions de dollars à celui de 2016, soit une hausse de 0,31 $ par action ordinaire. Cette augmentation en 2017 est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat de Columbia par suite de l'acquisition du 1er juillet 2016 et à l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC d'un règlement tarifaire entré en vigueur le 1er août 2016;
- l'augmentation du résultat des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes non visés par contrat sur le réseau d'oléoducs Keystone, de l'intensification des activités de commercialisation de liquides et du début de l'exploitation de Grand Rapids et de Northern Courier;
- la hausse du résultat tiré de Bruce Power, essentiellement attribuable à l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Mexique grâce aux produits dégagés par le gazoduc de Topolobampo depuis juillet 2016 et par le gazoduc de Mazatlán depuis décembre 2016;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos gazoducs américains à tarifs réglementés ainsi qu'au réseau de NGTL, à Tula et à Villa de Reyes, partiellement contrebalancée par la mise en service commerciale du gazoduc de Topolobampo et l'achèvement de la construction du gazoduc de Mazatlán;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique surtout par les revenus tirés du recouvrement de certains coûts du projet Coastal Gaslink et de l'abandon du projet de TGPR;
- l'apport moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis par suite de la monétisation de notre entreprise de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis qui se poursuit;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable à la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Columbia, le 1er juillet 2016, et aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur en 2017, déduction faite de ceux parvenus à maturité.

En 2016, le résultat comparable a progressé de 353 millions de dollars par rapport à 2015, soit une hausse de 0,30 $ par action ordinaire. L'augmentation du résultat comparable de 2016 est avant tout le résultat net de ce qui suit :

- l'apport plus élevé tiré des gazoducs aux États-Unis par suite essentiellement du résultat supplémentaire inscrit depuis l'acquisition de Columbia, le 1er juillet 2016, de l'augmentation des produits de transport d'ANR en raison de l'approbation par la FERC d'un règlement tarifaire entré en vigueur le 1er août 2016, de la conclusion de nouveaux contrats visant l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR et de la baisse des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;

- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ont donné lieu à des gains réalisés en 2016 alors qu'ils s'étaient soldés par des pertes réalisées en 2015;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de l'incidence nette de la hausse des volumes contractuels et de la baisse des volumes non liés à des contrats pour Keystone et de la diminution des volumes sur Marketlink;
- la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets à tarifs réglementés, dont ceux portant sur le réseau de NGTL, Énergie Est, Columbia et les gazoducs au Mexique;
- la hausse de l'apport des gazoducs au Mexique, essentiellement grâce aux produits dégagés par le gazoduc Topolobampo depuis juillet 2016;
- la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 5,2 milliards de dollars et les fonds provenant de l'exploitation comparables, à 5,6 milliards de dollars, soit une progression de 3 % et de 9 %, respectivement, en 2017, comparativement à 2016. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'augmentation du résultat comparable décrite précédemment. De plus, les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont fluctué sous l'effet du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

Les flux de trésorerie distribuables comparables, qui tiennent compte de la totalité des dépenses d'investissement de maintien, ont atteint 3,6 milliards de dollars en 2017 alors qu'elles s'étaient chiffrées à 3,5 milliards de dollars en 2016, principalement grâce à la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables, contrebalancée en partie par l'accroissement des investissements de maintien. Les flux de trésorerie distribuables comparables, compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement, se sont établis à 5,0 milliards de dollars en 2017 et à 4,5 milliards de dollars en 2016; leur augmentation s'explique essentiellement par la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire ont aussi varié sous l'effet des émissions d'actions ordinaires de 2016 et de 2017. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement[1]

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
Gazoducs – Canada	**2 181**	1 525	1 596
Gazoducs – États-Unis	**3 830**	1 522	537
Gazoducs – Mexique	**1 954**	1 142	566
Pipelines de liquides	**529**	1 137	1 601
Énergie	**675**	708	558
Siège social	**41**	33	64
	9 210	6 067	4 922

1 Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Nous avons investi 9,2 milliards de dollars en projets d'investissement en 2017 pour optimiser la valeur des actifs existants et à aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2017 comprenait des apports de 1,7 milliard de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liés à Sur de Texas, Bruce Power, Grand Rapids et Northern Border.

Produit de la vente d'actifs

En 2017, nous avons mené à terme la vente de TC Hydro, de Ravenswood, d'Ironwood, de Kibby Wind et d'Ocean State Power pour un produit net d'environ 3,1 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Nous avons également conclu la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario pour la somme de 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en accroissant le total de nos actifs de 21,7 milliards de dollars depuis 2015. Au 31 décembre 2017, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires comptaient pour 33 % de la structure du capital (31 % en 2016), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 16 % (12 % en 2016). Consulter la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 10,4 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,69 $ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2018, ce qui correspond à un dividende annuel de 2,76 $ par action ordinaire. Il s'agit du 18e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires est majoré, ce qui témoigne de notre engagement qui consiste à faire croître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans la portion supérieure de la fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2020 et de 8 % à 10 % de plus en 2021.

Régime de réinvestissement des dividendes

Aux termes de notre RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TransCanada. Les actions ordinaires sont émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée, plutôt que d'être rachetées sur le marché libre pour répondre à la participation au RRD.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
Actions ordinaires	**1 339**	1 436	1 446
Actions privilégiées	**155**	100	92

PERSPECTIVES

Résultat

Notre résultat de 2018, exclusion faite des postes particuliers, devrait être supérieur à celui de 2017, en raison principalement des éléments suivants :

- l'apport des nouveaux projets de Columbia Gas et de Columbia Gulf qui seront mis en service;
- l'exploitation sur un exercice complet de Grand Rapids et de Northern Courier, entrés en service au second semestre de 2017;
- le parachèvement de la centrale électrique de Napanee en Ontario;
- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- l'avantage conféré par l'abaissement des taux d'imposition aux États-Unis. Se reporter à la rubrique « Réforme fiscale aux États-Unis » pour un complément d'information.

Ces éléments étant neutralisés en partie par :

- la diminution du résultat du secteur Énergie par suite de la monétisation des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017, de la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario à la fin de 2017 et de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité des États-Unis qui se poursuit;
- la baisse de notre quote-part du résultat de Bruce Power à cause d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'annulation de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction relative à Énergie Est et aux projets connexes.
- la diminution de la base d'investissement moyenne du réseau principal au Canada.

Se reporter aux perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus.

Dépenses d'investissement consolidées et participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Nous prévoyons consacrer environ 9 milliards de dollars en 2018 à des projets de croissance, à des investissements de maintien et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. La plus grande partie du programme d'investissement prévu pour 2018 portera sur les projets de croissance et de maintien des gazoducs aux États-Unis, au Canada et au Mexique; d'autres capitaux seront aussi consacrés à l'achèvement de la construction de la centrale d'électricité de Napanee ainsi qu'à notre participation au maintien et à l'allongement du cycle de vie de Bruce Power.

GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d'approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité et des installations autonomes, des gazoducs de raccordement et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite pratiquement tous les grands bassins d'approvisionnement et répond chaque jour à plus de 25 % de la demande du continent nord-américain par l'intermédiaire de :

- gazoducs détenus en propriété exclusive – 80 800 km (50 100 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 11 100 km (7 000 milles).

En plus de nos gazoducs interétatiques, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 535 Gpi^3, ce qui fait de nous l'un des plus importants fournisseurs de stockage de gaz naturel et de services connexes des principaux marchés d'Amérique du Nord. Nous détenons et exploitons aussi des services intermédiaires, qui offrent des services spécifiques aux producteurs gaziers, dont la collecte, le traitement, le conditionnement et la manutention des liquides, surtout dans le bassin des Appalaches.

Notre entreprise des gazoducs est subdivisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

Coup d'œil sur la stratégie

Optimiser la valeur de nos réseaux de gazoducs en place tout en nous adaptant aux changements de débit gazier en Amérique du Nord est une priorité absolue.

Nous poursuivons en outre d'autres projets pipeliniers afin d'accroître la valeur de notre entreprise. Nos principales activités ciblées comprennent :

- l'expansion et le prolongement de notre vaste empreinte actuelle de gazoducs en Amérique du Nord;
- le raccordement à des marchés nouveaux et en plein essor des secteurs de l'industrie, des sociétés de distribution locales, de l'exportation du GNL, des raccordements et de la production d'électricité;
- le raccordement aux sources d'approvisionnement de gaz de schiste et autres en expansion au Canada et aux États-Unis;
- l'aménagement de nouveaux gazoducs additionnels au Mexique;
- la réalisation de projets visant des installations nouvelles, comme les infrastructures nécessaires à l'exportation de GNL de la côte ouest du Canada et de la côte du golfe du Mexique.

Toutes ces activités jouent un rôle critique pour répondre aux besoins de transport pour l'offre et la demande gazières en Amérique du Nord.

Points saillants des résultats

- En 2017, nous avons mis en service des installations nouvelles d'environ 3,3 milliards de dollars, dont des installations de 1,7 milliard de dollars pour le réseau de NGTL, de 0,2 milliard de dollars pour le réseau principal au Canada et de 1,4 milliard de dollars pour les gazoducs aux États-Unis.
- En 2017, nous avons entrepris des projets d'investissement supplémentaires totalisant 0,3 milliard de dollars US visant les gazoducs aux États-Unis.
- En juin 2017, nous avons annoncé un nouveau programme d'expansion de notre réseau de NGTL de 2 milliards de dollars, qui repose sur une demande supplémentaire soutenue par des contrats conclus avec des clients et portant sur des services garantis de réception et de livraison de quelque 3 Gpi^3/j.
- En juillet 2017, on nous a informés que Pacific Northwest (« PNW ») LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy résilierait son entente conclue avec nous relativement à l'aménagement du projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR »). Conformément aux modalités de l'entente, nous avons donc reçu de Progress Energy, en octobre 2017, un paiement de 0,6 milliard de dollars correspondant au recouvrement complet des coûts engagés, y compris les frais financiers.
- En novembre 2017, nous avons commencé à transporter des volumes sur le réseau principal au Canada aux termes de la nouvelle entente à long terme de transport à prix fixe de Dawn.
- En décembre 2017, nous avons déposé, sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, une convention supplémentaire visant le réseau principal au Canada dans le but de fixer les droits qui seront pratiqués de 2018 à 2020, et ce, pour respecter l'une des conditions sous-tendant l'approbation par l'ONÉ de la demande tarifaire de TransCanada pour la période 2015-2030.
- En janvier 2018, le projet Leach XPress de Columbia Gas a été mis en service.
- En février 2018, nous avons annoncé un programme supplémentaire d'expansion de notre réseau de NGTL de 2,4 milliards de dollars.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

Les gazoducs acheminent le gaz naturel tiré des principales sources d'approvisionnement jusqu'à des points ou des marchés qui s'en servent pour répondre à leurs besoins en énergie.

Nous construisons, possédons et exploitons partout en Amérique du Nord un réseau de gazoducs qui relie la production gazière aux gazoducs de raccordement et aux marchés des utilisateurs finals. Le réseau comporte des gazoducs enfouis qui assurent le transport de gaz naturel essentiellement sous haute pression, des postes de compression, qui agissent comme des pompes pour faire circuler les volumes élevés de gaz naturel dans les canalisations, des postes de comptage, qui enregistrent la quantité de gaz naturel livrée par le réseau aux points de réception et sortant du réseau à des points de livraison, et des installations de stockage de gaz naturel offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l'équilibre global des réseaux de gazoducs.

Nos principaux réseaux de gazoducs

La carte des gazoducs figurant à la page 30 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d'approvisionnement et les principaux marchés. Les principaux réseaux indiqués sur le plan sont les suivants :

Le réseau de NGTL : Le réseau de NGTL est notre réseau de collecte et de transport de gaz naturel desservant le BSOC. Il raccorde la majeure partie de la production gazière de l'Ouest canadien aux marchés intérieurs et à l'exportation. Nous estimons être tout à fait en mesure d'assurer le raccordement de sources d'approvisionnement croissantes provenant du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta. Notre vaste programme d'investissement est axé sur les nouvelles installations pipelinières requises grâce à ces deux zones d'approvisionnement ainsi qu'à la demande croissante à l'égard des services de transport garanti sur le marché des sables bitumineux et vers nos principaux points d'exportation à Empress et de livraison en Alberta et en Colombie-Britannique. Par ailleurs, le réseau de NGTL est bien positionné pour le raccordement de l'approvisionnement du BSOC à des installations d'exportation de GNL à partir de la côte ouest du Canada.

Le réseau principal au Canada : Le réseau principal au Canada est un important gazoduc qui a été initialement conçu comme un réseau de livraison sur longue distance qui transporte le gaz naturel depuis le BSOC vers l'Ontario et le Québec dans le but de livrer du gaz naturel par l'intermédiaire des marchés canadiens et américains en aval. Le réseau principal au Canada poursuit ce rôle et prend également de l'expansion pour acheminer l'approvisionnement supplémentaire plus près de ses marchés.

Columbia Gas : Le gazoduc de Columbia Gas est notre réseau de transport de gaz naturel dans le bassin des Appalaches, qui comprend les gisements de gaz de schiste. Les gisements de Marcellus et d'Utica sont parmi ceux dont l'expansion est la plus rapide en Amérique du Nord. Un peu comme notre réseau dans le BSOC, nos actifs de Columbia sont très bien positionnés pour relier l'offre croissante et le marché de la région. Ce réseau est aussi raccordé à d'autres gazoducs, ce qui nous donne accès aux principaux marchés du nord-est des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d'exportation des GNL. La nécessité pour les producteurs de la région d'accéder aux marchés justifie l'important programme d'investissement consacré à de nouvelles installations de gazoducs sur ce réseau.

Le réseau de pipelines d'ANR : ANR est notre réseau de pipelines qui relie les bassins d'approvisionnement et les marchés de tout le Midwest des États-Unis et du sud du pays, vers le golfe du Mexique. Il achemine le gaz provenant du Texas, de l'Oklahoma, du bassin des Appalaches et du golfe du Mexique aux marchés du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois et de l'Ohio. En outre, sa conduite principale vers le sud-est est bidirectionnelle et achemine le gaz produit dans le bassin des Appalaches vers les clients de la région de la côte du golfe du Mexique.

Columbia Gulf : Le réseau de Columbia Gulf est un réseau de gazoducs qui a été initialement conçu comme un réseau de livraison sur longue distance transportant le gaz naturel du golfe du Mexique aux principaux marchés du nord-est des États-Unis. Le gazoduc subit maintenant une transformation qui en inversera le sens et s'élargit pour pouvoir prendre en charge l'offre accrue en provenance du bassin des Appalaches et être raccordé au gazoduc de Columbia Gas et à d'autres afin d'acheminer du gaz vers divers marchés de la côte du golfe du Mexique.

Réseau de gazoducs au Mexique : Nous avons aussi un réseau grandissant de gazoducs jumelé à un vaste portefeuille de projets en cours de construction au Mexique, notamment Tula et Villa de Reyes ainsi qu'une participation de 60 % dans le projet de gazoduc Sur de Texas par l'intermédiaire de notre coentreprise avec IEnova.

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de l'ONÉ au Canada, de la FERC aux États-Unis et de la CRE au Mexique. Les organismes de réglementation approuvent la construction de nouvelles installations pipelinières ainsi que l'exploitation continue de l'infrastructure.

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits de service. Ces droits comprennent généralement un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts recouvrés comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts fonciers et sur le bénéfice et les intérêts sur la dette. L'organisme de réglementation examine les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et raisonnable et il approuve des droits qui nous offrent une perspective raisonnable de les recouvrer.

Contexte commercial et priorités stratégiques

Le réseau nord-américain de gazoducs a été aménagé pour acheminer les approvisionnements de diverses régions vers les marchés intérieurs et, de plus en plus, pour répondre à la demande provenant d'installations d'exportation de GNL. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs qui desservent les deux régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko et le golfe du Mexique. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz naturel. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier d'un accès aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Nous estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 105 Gpi^3/j d'ici 2020, ce qui représente une augmentation d'environ 10 Gpi^3/j par rapport aux volumes de 2017.

Cet accroissement prévu de la demande de gaz naturel, jumelé au taux de déclin annuel de la production de gaz naturel, qui est de 15 % à 20 %, laisse prévoir qu'une production supplémentaire annuelle pouvant aller jusqu'à 25 Gpi^3/j sera nécessaire, ce qui procurera des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières qui pourront construire de nouvelles installations ou favorisera l'utilisation accrue du réseau existant.

Évolution de la demande

La croissance de l'approvisionnement gazier a entraîné en Amérique du Nord un affaiblissement des prix du gaz naturel. Le contexte de faiblesse des prix a favorisé l'accroissement continu de la demande, en particulier dans les domaines suivants :

- la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel;
- les installations pétrochimiques et industrielles;
- l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta, bien que les nouveaux projets de sables bitumineux dont la construction n'a pas été amorcée aient été reportés en raison de la récente faiblesse des prix du pétrole;
- les exportations vers le Mexique destinées à alimenter des centrales électriques.

Les producteurs évaluent également les possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL situés sur la côte américaine du golfe du Mexique et le long de la côte Ouest du Canada. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure des occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

Prix des produits de base

De manière générale, la rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les coûts de transport fixes ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et la tarification connexe peuvent avoir une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets d'exploration ou, du côté de la demande, des projets utilisant du gaz naturel peuvent être devancés ou retardés selon les conditions du marché ou les prix. Ainsi, la baisse des prix du gaz naturel a élargi la part de marché de cette marchandise au détriment du charbon pour l'alimentation des marchés de la production d'électricité et l'a positionnée avantageusement sur la scène mondiale grâce aux exportations de GNL.

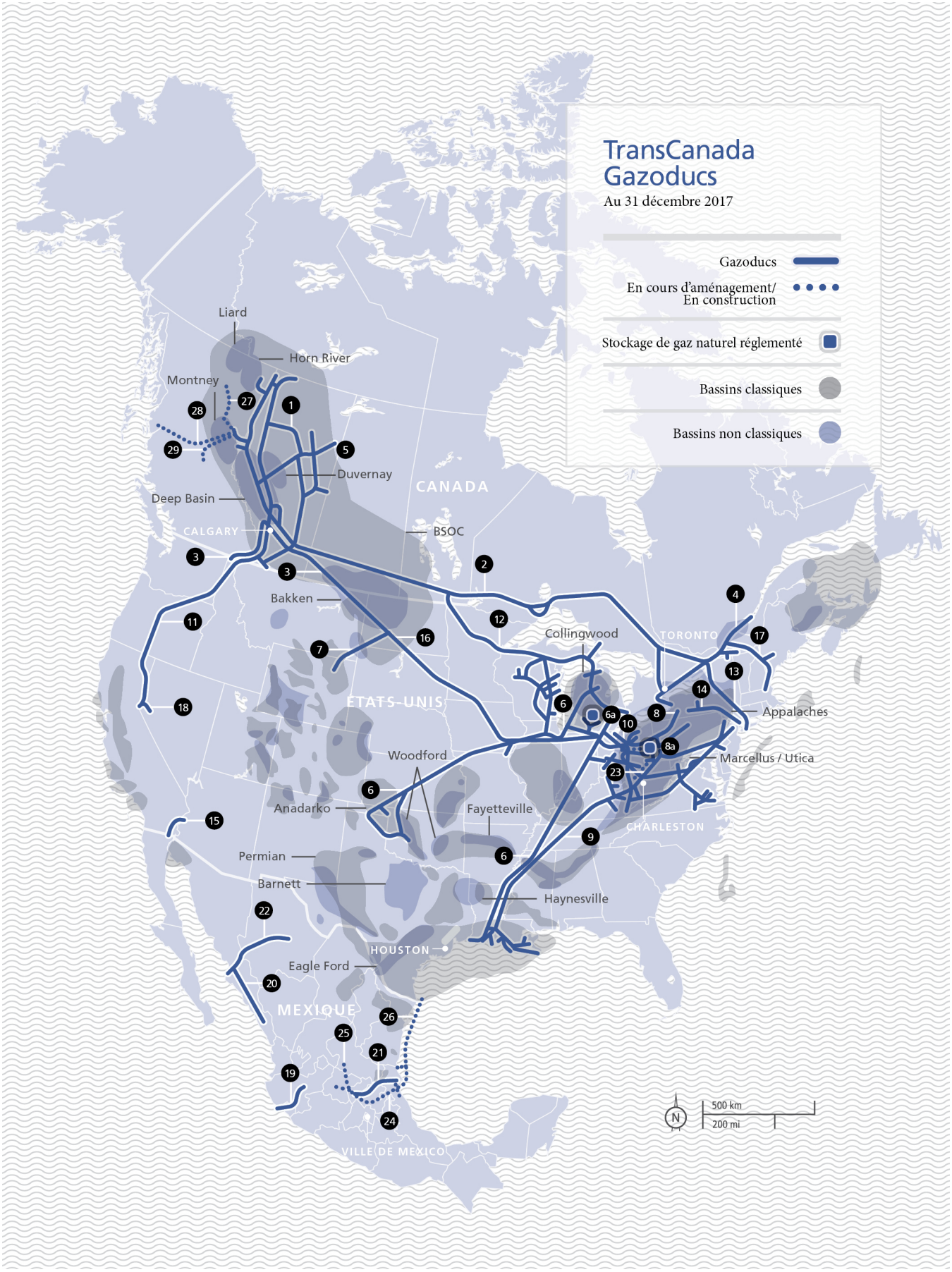
Concurrence accrue

Les changements touchant l'intensité et la répartition géographique de l'approvisionnement et de la demande ont stimulé la concurrence à l'égard des services de transport à l'échelle de l'Amérique du Nord. Grâce à notre réseau bien réparti de gazoducs et, plus particulièrement, notre nouvelle présence dans la région des Appalaches en plein essor, nous sommes bien placés pour soutenir la concurrence. Étant donné qu'il devient de plus en plus difficile d'obtenir les permis nécessaires pour la construction ou l'expansion de pipelines et de choisir des emplacements qui conviennent pour leur tracé, les entreprises pipelinières titulaires de la région sont avantagées du fait qu'elles sont propriétaires des emprises et des infrastructures. Nous avons évalué d'autres occasions pour restructurer les droits et les services proposés, et nous continuerons de le faire, afin de tirer parti de la croissance de l'approvisionnement aux États-Unis et de la demande à l'échelle de l'Amérique du Nord qui comporte maintenant un accès aux marchés mondiaux par l'intermédiaire des exportations de GNL.

Priorités stratégiques

Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de la dynamique d'écoulement du gaz naturel.

En 2018, nous mettrons surtout l'accent sur la réalisation en cours de notre programme d'investissement qui comprend l'expansion du réseau de NGTL ainsi que l'achèvement de plusieurs projets relatifs aux réseaux de Columbia Gas et Gulf et de divers projets au Mexique. Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant de la sécurité de notre personnel, de nos entrepreneurs et de toute autre partie prenante touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.


TransCanada
Gazoducs
Au 31 décembre 2017
Gazoducs
En cours d'aménagement/
En construction
Stockage de gaz naturel réglementé
Bassins classiques
Bassins non classiques
Liard
Horn River
Montney
Duvernay
Deep Basin
CALGARY
CANADA
BSOC
Bakken
Collingwood
TORONTO
Appalaches
ETATS-UNIS
Woodford
Marcellus / Utica
Anadarko
Fayetteville
CHARLESTON
Permian
Barnett
Haynesville
HOUSTON
Eagle Ford
MEXIQUE
VILLE DE MEXICO
N
500 km
200 mi

Nous sommes l'exploitant de tous les gazoducs et de tous les actifs de stockage de gaz naturel réglementés suivants, à l'exception d'Iroquois.

		Longueur	Description	Participation effective
	Gazoducs au Canada			
1	Réseau de NGTL	24 320 km (15 112 milles)	Réseau qui recueille, transporte et achemine du gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique. Il est raccordé au réseau principal au Canada ainsi qu'à Foothills et à des gazoducs appartenant à des tiers.	100 %
2	Réseau principal au Canada	14 077 km (8 747 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et celle entre l'Ontario et les États-Unis pour desservir les marchés de l'est du Canada et qui s'interconnecte avec des installations aux États-Unis.	100 %
3	Foothills	1 241 km (771 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir les marchés du Midwest américain, de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, de la Californie et du Nevada.	100 %
4	Trans Québec & Maritimes (« TQM »)	572 km (355 milles)	Réseau qui est raccordé au réseau principal au Canada près de la frontière entre l'Ontario et le Québec de manière à livrer du gaz naturel au corridor Montréal-Québec, avant de se raccorder au réseau de Portland, dans le nord-est des États-Unis.	50 %
5	Ventures LP	161 km (100 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta. Il comprend aussi un gazoduc de 27 km (17 milles) qui achemine du gaz naturel à un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.	100 %
*	Portion canadienne de Great Lakes	58 km (36 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'en Ontario, près de Dawn, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
	Gazoducs au États-Unis			
6	ANR	15 109 km (9 388 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest et de la côte du golfe du Mexique.	100 %
6a	Stockage d'ANR	250 Gpi^3	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées qui offrent leurs services aux principaux marchés du Midwest (certaines ne sont pas indiquées).	
7	Bison	488 km (303 milles)	Gazoduc qui relie les sources d'approvisionnement de Powder River Basin, au Wyoming, au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Nous détenons une participation effective de 25,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,7 %
8	Columbia Gas	18 113 km (11 255 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de sources situées principalement dans le bassin des Appalaches vers les marchés de tout le nord-est des États-Unis.	100 %
8a	Stockage de Columbia	285 Gpi^3	Plusieurs installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées offrant leurs services aux clients des principaux marchés de l'est (certaines ne sont pas indiquées). Nous détenons aussi une participation de 50 % dans la capacité de 12 Gpi^3 des installations de stockage Hardy.	100 %
*	Midstream	295 km (183 milles)	Infrastructure reliant la tête de puits de producteurs en amont et le secteur en aval (gazoduc et distribution interétatique) et comprend une participation de 47,5 % dans Pennant Midstream.	100 %
9	Columbia Gulf	5 377 km (3 341 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel vers divers marchés et raccordements de pipelines du sud des États-Unis et de la côte du golfe du Mexique.	100 %
10	Crossroads	325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines	100 %
11	Gas Transmission Northwest (« GTN »)	2 216 km (1 377 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel tiré du BSOC et des Rocheuses jusqu'aux États de Washington, de l'Oregon et de la Californie. Il se raccorde à Tuscarora et à Foothills. Nous détenons une participation effective de 25,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,7 %
12	Great Lakes	3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, ainsi qu'à la portion canadienne de Great Lakes près de St. Clair, en Ontario, et qui est relié également à ANR à Crystal Falls et Farwell, au Michigan, afin d'assurer le transport du gaz naturel vers l'est du Canada et le Haut-Midwest des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 65,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 25,7 % dans TC PipeLines, LP.	65,5 %

		Longueur	Description	Participation effective
13	Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada et alimente les marchés de New York. Nous détenons une participation effective de 13,4 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 0,7 % et de notre participation de 25,7 % dans TC PipeLines, LP.	13,4 %
14	Millennium	407 km (253 milles)	Gazoduc qui s'approvisionne à partir de la production locale, des réservoirs de stockage et des gazoducs raccordés en amont pour desservir les marchés situés le long de son parcours et ceux du nord-est des États-Unis.	47,5 %
15	North Baja	138 km (86 milles)	Réseau de transport gazier entre l'Arizona et la Californie, qui se raccorde à un autre réseau de gazoducs appartenant à un tiers, à la frontière entre la Californie et le Mexique. Nous détenons une participation effective de 25,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,7 %
16	Northern Border	2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC, de Bakken et des Rocheuses entre les raccordements de Foothills et de Bison et les marchés du Midwest américain. Nous détenons une participation effective de 12,9 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,7 % dans TC PipeLines, LP.	12,9 %
17	Portland (« PNGTS »)	475 km (295 milles)	Gazoduc qui est relié aux installations de TQM près d'East-Hereford, au Québec, afin de livrer du gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis. Nous détenons une participation effective de 15,9 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,7 % dans TC PipeLines, LP.	15,9 %
18	Tuscarora	491 km (305 milles)	Réseau qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec GTN à Malin, en Oregon, vers les marchés dans le nord-est de la Californie et le nord-ouest du Nevada. Nous détenons une participation effective de 25,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,7 %
	Gazoducs au Mexique			
19	Guadalajara	315 km (196 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco.	100 %
20	Mazatlán	430 km (267 milles)	Gazoduc qui assure le transport de gaz naturel d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa au Mexique, et qui est raccordé au gazoduc de Topolobampo à El Oro.	100 %
21	Tamazunchale	375 km (233 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, dans le centre-est du Mexique, à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro.	100 %
22	Topolobampo	560 km (348 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel depuis des points de raccordement avec des gazoducs d'autres entreprises situés à El Oro, dans l'État de Sinaloa, et El Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
	En construction			
	Gazoducs au Canada			
*	Installations du réseau de NGTL pour 2018	68 km** (42 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de conduites et de postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2018.	100 %
	Gazoducs aux États-Unis			
23	Mountaineer XPress	275 km** (171 milles)	Projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf.	100 %
*	Leach XPress[1]	260 km** (160 milles)	Projet de Columbia Gas visant le transport de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau et le raccordement au réseau de Columbia Gulf.	100 %
*	Accès à Cameron	55 km** (34 milles)	Projet de Columbia Gulf visant l'acheminement du gaz naturel à partir d'emplacements situés le long du réseau de Columbia Gulf vers les installations de traitement de GNL de Cameron.	100 %
*	WB Xpress	47 km** (29 milles)	Projet de Columbia Gas visant le transport de la production de Marcellus vers l'est (vers des raccordements et les marchés du centre de la côte Atlantique) et l'ouest (vers un gazoduc de raccordement).	100 %
*	Gulf XPress	s. o.	Projet de Columbia Gulf associé à l'expansion de Mountaineer XPress comportant l'ajout de sept nouveaux postes de compression médians le long du réseau de Columbia Gulf.	100 %

		Longueur	Description	Participation effective
	Gazoducs au Mexique			
24	Tula	300 km** (186 milles)	Gazoduc qui achemine du gaz naturel depuis Tuxpan, dans l'État de Veracruz, jusque dans les États de Puebla et de Hidalgo, à des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans chacun de ces territoires ainsi qu'au centre et dans les régions de l'ouest du Mexique.	100 %
25	Villa de Reyes	420 km** (261 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel depuis Tula, dans l'État de Hildago, à Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula.	100 %
26	Sur de Texas	800 km** (497 milles)	Gazoduc qui commencera dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et s'étendra jusqu'à Tuxpan, dans l'État mexicain de Veracruz; il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula.	60 %
	Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
	Gazoducs au Canada			
27	North Montney	206 km** (128 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice de North Montney et qui se raccordera au réseau principal existant de NGTL à Groundbirch.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2019	138 km** (86 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2019.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2020	125 km** (78 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2020.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2021	401 km** (249 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. La première mise en service devrait avoir lieu en novembre 2021.	100 %
	Gazoducs aux États-Unis			
*	Buckeye XPress	103 km** (64 milles)	Projet de Columbia Gas visant la modernisation et le remplacement de conduites et de postes de compression en Ohio pour le transport de la production supplémentaire des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau.	100 %
*	Portland XPress	s. o.	Projet de PNGTS visant l'expansion du réseau au moyen de la construction d'installations de compression et d'installations connexes à proximité de postes de compression existants.	15,9 %
	En cours d'aménagement			
	Gazoducs au Canada			
28	Coastal GasLink	670 km** (416 milles)	Gazoduc visant le transport de gaz naturel de la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées de GNL Canada pour l'exportation de GNL, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique.	100 %
29	Canalisation principale Merrick	260 km** (161 milles)	Réseau qui livre du gaz naturel depuis le réseau principal existant de NGTL à Merrick Groundbirch près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à son point d'arrivée près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique.	100 %

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

* Les installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.
** La longueur de la canalisation indiquée est provisoire puisque le tracé définitif est en cours de conception.

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU CANADA

Le secteur du gaz naturel au Canada est assujetti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. L'ONÉ a toutefois une autorité fort étendue sur notre entreprise gazière canadienne. Cette dernière approuve des droits et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total de ces coûts inclut un rendement sur le capital que la société a investi dans les actifs, appelé rendement des capitaux propres. La structure du capital présumée correspond généralement à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, divisés par une prévision des volumes transportés. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que l'ONÉ a approuvé.

La société et ses expéditeurs peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, qui peuvent contenir des éléments qui s'écartent du processus de fixation des droits habituel. Les règlements peuvent stipuler des échéances plus longues ainsi que des mécanismes d'encouragement qui peuvent avoir une incidence sur le rendement réel obtenu des capitaux propres. Par exemple, les conventions peuvent imposer des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes dans le calcul des besoins en produits, les écarts étant comptabilisés dans le compte de l'exploitant ou divisés d'une manière donnée entre l'exploitant et les expéditeurs.

Le réseau de NGTL a terminé en 2017 la deuxième année de sa convention de règlement de deux ans et des pourparlers sont en cours avec des parties intéressées en vue d'établir une nouvelle convention pour 2018 et au-delà. Quant au réseau principal, il commence la quatrième année d'une convention de règlement de six ans à droits fixes, qui prévoit un accord d'encouragement laissant à l'exploitant le choix d'établir aux prix du marché le prix de certains de ses services à court terme, comme le service de transport interruptible. Ce type de convention incite l'exploitant à réduire ses coûts ou à augmenter ses produits tirés du pipeline au moyen d'un mécanisme de partage avantageux autant pour les expéditeurs que pour l'exploitant.

FAITS MARQUANTS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

En février 2018, nous avons annoncé une nouvelle expansion du réseau de NGTL, totalisant 2,4 milliards de dollars, avec des dates de mise en service étalées entre 2019 et 2021. Ce nouveau programme d'expansion comprendra l'installation de conduites de 16 pouces à 48 pouces sur une longueur d'environ 375 km (233 milles) et de quatre postes de compression d'une capacité combinée de 120 MW de même que la construction des postes de comptage et autres installations connexes. Nous prévoyons des volumes additionnels de 664 TJ/j (620 Mpi^3/j) aux termes de services garantis de réception et de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi^3/j) aux termes de services garantis de livraison à nos principaux points d'exportation frontaliers et points de livraison intrabassin.

En juin 2017, nous avons annoncé un nouveau programme d'expansion de notre réseau de NGTL de 2 milliards de dollars, qui repose sur une demande supplémentaire soutenue par des contrats conclus avec des clients et porte sur des services garantis de réception et de livraison de quelque 3,2 PJ/j (3,0 Gpi^3/j).

Compte tenu de l'expansion de 2021, le programme d'investissements du réseau NGTL s'élève maintenant à 7,2 milliards de dollars, sans compter le projet de gazoduc Merrick de 1,9 milliard de dollars.

En 2017, nous avons mis en service des installations totalisant environ 1,7 milliard de dollars et réduit de 0,6 milliard de dollars le coût estimatif des projets restants.

Expansion de Towerbirch

En mars 2017, le gouvernement du Canada a approuvé le projet Towerbirch de 0,4 milliard de dollars. Ce projet comprend un pipeline en boucle de 36 pouces de diamètre et de 55 km (34 milles) de long et le prolongement sur 32 km (20 milles) d'un pipeline de 30 pouces du réseau de NGTL dans le nord-ouest de l'Alberta et le nord-est de la Colombie-Britannique. L'autorisation accordée par l'ONÉ prévoit que NGTL peut continuer d'employer sa méthode des droits intégraux actuelle pour ce nouveau projet. Le projet a été mis en service en novembre 2017.

North Montney

En mars 2017, nous avons soumis une demande à l'ONÉ pour obtenir la modification des approbations obtenues pour le projet North Montney du réseau de NGTL afin d'en éliminer la condition stipulant que le projet ne pourrait être entrepris qu'une fois que la décision d'investissement finale positive serait prise à l'égard du projet de GNL de PNW. Le projet North Montney est maintenant visé par des contrats commerciaux restructurés de 20 ans conclus avec des expéditeurs et ne dépend plus de la poursuite du projet de GNL. L'audience sur cette question a commencé dans la semaine du 22 janvier 2018, et l'ONÉ devrait rendre sa décision au deuxième trimestre de 2018.

Projet de croisement de Sundre

Le 28 décembre 2017, l'ONÉ a approuvé le projet de croisement de Sundre, sur le réseau de NGTL. Ce projet de conduite d'environ 100 millions de dollars, d'une longueur de 21 km (13 milles) et d'un diamètre de 42 pouces, accroîtra de 245 TJ/j (229 Mpi^3/j) les livraisons de gaz vers la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, où la conduite sera raccordée aux gazoducs de TransCanada en aval. La mise en service est prévue pour le 1er avril 2018.

Besoins en produits pour 2018 du réseau de NGTL

Le règlement de 2016-2017 qui régissait les besoins en produits du réseau de NGTL est arrivé à échéance le 31 décembre 2017. Nous continuons de collaborer avec des parties intéressées en vue d'établir une nouvelle entente sur les besoins en produits pour 2018 et au-delà. Pendant que ces discussions ont cours, NGTL est exploité aux termes de tarifs intermédiaires pour 2018 qui ont été approuvés par l'ONÉ le 24 novembre 2017.

Réseau principal au Canada

Le programme d'investissement à court terme du réseau principal au Canada se chiffre actuellement à environ 0,2 milliard de dollars et son achèvement est prévu pour 2021. En 2017, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 0,2 milliard de dollars composées principalement de la boucle Vaughan, mise en service en novembre.

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

Le 1er novembre 2017, nous avons commencé à assurer le nouveau service aux termes des ententes de transport à prix fixe de Dawn sur le réseau principal au Canada. Ce service, approuvé par l'ONÉ, permet aux producteurs du BSOC de transporter jusqu'à 1,5 PJ/j (1,4 Gpi^3/j) de gaz naturel au tarif simplifié de 0,77 $/GJ entre le point de collecte d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. Le service est rendu conformément à des contrats de dix ans prévoyant un droit de résiliation anticipée pouvant être exercé après cinq ans. Toute résiliation anticipée entraîne l'imposition d'un tarif majoré pour les deux dernières années du contrat.

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

Les droits du réseau principal au Canada avaient été établis pour la période de 2015 à 2017 conformément aux modalités du règlement conclu avec des sociétés de distribution locales pour la période de 2015 à 2030. Le règlement précisait les droits à pratiquer de 2015 à 2020, mais l'ONÉ a imposé qu'ils soient soumis à un examen à mi-course de cette période de six ans devant être présenté avant le 31 décembre 2017. L'examen des droits visant la période allant de 2018 à 2020 devait porter sur les coûts, les volumes prévisionnels et contractuels, le solde des comptes de report et d'autres modifications importantes. Une entente supplémentaire visant cette période a été conclue entre TransCanada et les entreprises de distribution locales de l'Est le 8 décembre 2017 et déposée auprès de l'ONÉ le 18 décembre 2017 pour approbation. L'entente, qui rallie le soutien de la plupart des parties prenantes du réseau principal au Canada, propose une baisse des tarifs, préserve l'accord d'encouragement établi, qui nous confère la possibilité d'obtenir un rendement de 10,1 % ou plus sur le ratio du capital-actions réputé de 40 %, et décrit les besoins en produits et les impératifs de facturation pour la période allant de 2018 à 2020.

Nous prévoyons que l'ONÉ tranchera et veillera à traiter notre demande au premier trimestre de 2018. Les tarifs intermédiaires pour 2018, établis dans l'entente supplémentaire, ont fait l'objet d'une demande et ont par la suite été approuvés par l'ONÉ, le 19 décembre 2017.

Projet d'expansion du poste de compression Maple

En 2017, le réseau principal au Canada a reçu des demandes visant l'expansion de la capacité au marché du sud de l'Ontario et la livraison au Canada atlantique par le biais des réseaux TQM et PNGTS. Les demandes visant des services garantis d'environ 86 TJ/j (80 Mpi^3/j) soulignent le besoin d'une capacité de compression élargie au poste de compression Maple actuel. Les clients ont conclu des ententes de quinze ans préalables au démarrage du projet au coût d'environ 110 millions de dollars. Une demande d'approbation a été déposée auprès de l'ONÉ le 2 novembre 2017. Nous avons demandé à l'ONÉ qu'il rende sa décision de telle sorte que le projet puisse commencer au premier trimestre de 2018 et être mis en service comme prévu le 1er novembre 2019.

Projet du réseau principal de l'Est

Le projet du réseau principal de l'Est de 2 milliards de dollars, qui était conditionnel à l'approbation et à la construction de l'oléoduc Énergie Est, ne sera pas réalisé. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section Pipelines de liquides pour en savoir plus sur Énergie Est.

Projets de gazoducs de GNL

Projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR »)

En juillet 2017, on nous a informés que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy résilierait son entente conclue avec nous relativement à l'aménagement du gazoduc de TGPR. Conformément aux modalités de l'entente, nous avions droit au remboursement de tous les coûts déjà engagés, y compris les frais financiers, en cas de résiliation; nous avons donc reçu de Progress Energy un paiement de 0,6 milliard de dollars en octobre 2017.

Coastal Gaslink

Le report constant de la décision d'investissement finale visant le projet de LNG Canada a donné lieu à une restructuration des modalités de l'entente visant le projet Coastal Gaslink conclue avec LNG Canada qui a entraîné le paiement de certaines sommes à TransCanada relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés. En septembre 2017, nous avons reçu un paiement d'environ 80 millions de dollars relativement aux coûts engagés depuis le début du projet. Après un paiement de 8 millions de dollars reçu au quatrième trimestre de 2017, des paiements trimestriels additionnels d'environ 7 millions de dollars nous seront versés jusqu'à nouvel ordre. Nous continuons de collaborer avec LNG Canada aux termes de l'entente en vue d'obtenir une décision d'investissement finale. Coastal Gaslink a présenté une modification du certificat d'évaluation environnementale en novembre 2017 proposant un nouveau tracé pour une partie du gazoduc. L'Environmental Assessment Office de la Colombie-Britannique devrait rendre sa décision en 2018.

Coastal GasLink est un gazoduc s'étendant sur 670 km (416 milles) qui transporte du gaz naturel de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation proposée de liquéfaction du gaz de LNG Canada située près de Kitimat, en Colombie-Britannique. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris les frais financiers) sont entièrement recouvrables.

RÉSULTATS FINANCIERS

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). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
Réseau de NGTL	**996**	968	900
Réseau principal au Canada	**1 043**	1 105	1 193
Autres gazoducs au Canada[1]	**110**	116	131
Expansion des affaires	**(5)**	(7)	(8)
BAIIA comparable	**2 144**	2 182	2 216
Amortissement	**(908)**	(875)	(849)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	**1 236**	1 307	1 367

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

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada ont diminué de 71 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, et ils avaient reculé de 60 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015.

Le BAIIA comparable et le bénéfice net des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varient principalement selon le RCA approuvé, notre base d'investissement, le ratio du capital-actions ordinaire réputé et les revenus incitatifs. Les variations de l'amortissement, des charges financières et des impôts sur le bénéfice ont également une incidence sur le BAIIA comparable, mais n'influent pas de façon appréciable sur le bénéfice net puisque ces éléments sont presque entièrement recouvrés par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	**352**	318	269
Réseau principal au Canada	**199**	208	213
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	**8 385**	7 451	6 698
Réseau principal au Canada	**4 184**	4 441	4 784

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 34 millions de dollars en 2017 par rapport à celui de 2016, principalement grâce à une base d'investissement moyenne plus élevée, en partie contrebalancée par une hausse des frais financiers liés aux reports réglementaires. En 2016, le bénéfice net avait été supérieur de 49 millions de dollars à celui de 2015 en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée et du bénéfice incitatif au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration comptabilisé en 2016. Le règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et comprend un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables. Le règlement de 2015 de NGTL prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait un mécanisme annuel de partage des coûts au titre des variations de coûts entre le montant réel et fixe des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 9 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre et de l'accroissement des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2017, facteurs compensés en partie par la hausse des revenus incitatifs enregistrée en 2017. Le bénéfice net du réseau principal au Canada avait diminué de 5 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre et de l'accroissement des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2016, facteurs compensés en partie par la hausse des revenus incitatifs enregistrée en 2016. La diminution de la base d'investissement moyenne en 2017 et en 2016 était essentiellement attribuable à l'amortissement et à l'inclusion de l'excédent des produits nets de 2016 et de 2015 dans la base d'investissement.

De 2015 à 2017, le réseau principal au Canada a été exploité aux termes de la décision de 2014 de l'ONÉ. La décision de 2014 de l'ONÉ prévoit un RCA approuvé de 10,1 %, avec une fourchette de résultats possibles pour le RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et notre contribution annuelle de 20 millions de dollars après les impôts. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu à des comptes de report permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre nos produits et le coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes, soit les six ans de 2015 à 2020.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 33 millions de dollars entre 2016 et 2017 et de 26 millions de dollars entre 2015 et 2016, principalement en raison des nouvelles installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2017 et en 2016.

PERSPECTIVES

Résultat

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés au Canada varie en fonction des changements apportés à la base d'investissement, au RCA et à la structure du capital réglementée, ainsi que des dispositions des règlements tarifaires ou des autres propositions tarifaires approuvées par l'ONÉ.

En 2018, le résultat des gazoducs au Canada devrait être légèrement inférieur à celui de 2017 à cause de la diminution de la base d'investissement du réseau principal au Canada et de la baisse des revenus incitatifs, facteurs en partie compensés par la croissance constante du réseau de NGTL. Nous nous attendons à ce que la base d'investissement du réseau de NGTL s'accroisse encore à mesure que nous agrandissons les installations d'approvisionnement du nord-ouest et les installations de livraison du nord-est et que nous élargissons notre gamme de services à nos principaux points de livraison frontaliers en réponse aux demandes pour des services garantis de réception et de livraison sur le réseau.

Conformément aux modalités du règlement conclu avec des sociétés de distribution locales pour la période allant de 2015 à 2030, les droits relatifs au réseau principal au Canada seront soumis à un examen pour la période de 2018 à 2020. Une entente supplémentaire visant cette période a été signée et déposée pour approbation auprès de l'ONÉ en décembre 2017. Les tarifs intermédiaires ont été déposés, puis approuvés par l'ONÉ en décembre 2017.

Nous prévoyons également des investissements modestes dans nos autres gazoducs à tarifs réglementés au Canada, bien que nous nous attendions à ce que les bases d'investissement moyennes de ces réseaux continuent de régresser à mesure que l'amortissement annuel prendra de l'avance sur l'investissement de capitaux, ce qui entraînera la réduction du résultat de ces actifs d'un exercice à l'autre.

Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations du prix du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements liés à la capacité visée par des contrats n'ont pas d'incidence significative sur le résultat des gazoducs à tarifs réglementés au Canada.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé au total des dépenses de 2,2 milliards de dollars en 2017 pour nos gazoducs au Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 1,7 milliard de dollars en 2018 et qu'elles viseront plus particulièrement les projets d'expansion du réseau de NGTL, les projets visant la capacité et les investissements de maintien du réseau principal au Canada lesquels ont tous une répercussion immédiate sur la base d'investissement.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS

Les activités du secteur des gazoducs interétatiques aux États-Unis sont assujetties à la réglementation de divers organismes fédéraux, des États et locaux. La FERC dispose toutefois d'une autorité très étendue sur nos activités gazières américaines. Cette dernière approuve des tarifs de transport maximum fondés sur les coûts et conçus de manière à permettre le recouvrement des investissements, des charges d'exploitation et d'un rendement raisonnable pour nos investisseurs. Aux États-Unis, nous avons la possibilité de conclure des contrats avec les expéditeurs pour accorder des remises sur les tarifs ou négocier ces derniers.

La FERC n'exige pas le calcul annuel des tarifs visant les gazoducs interétatiques, mais elle ne permet généralement pas le recouvrement ou le remboursement de l'écart entre les produits et les coûts prévus et réels au cours des années suivantes. En raison de cette différence de réglementation, nos gazoducs en sol américain courent un risque plus élevé d'écart entre les coûts et les produits réels et prévus d'une instance tarifaire à l'autre que ceux situés au Canada. Si les produits ne constituent plus un moyen raisonnable de recouvrer les coûts, nous pouvons déposer une demande de nouveau barème de tarifs auprès de la FERC, pourvu qu'une telle demande ne fasse pas l'objet d'un moratoire. Dans la même veine, la FERC ou nos expéditeurs peuvent introduire une instance dans le but de réduire les droits si elle juge le rendement du capital investi trop élevé.

Comme au Canada, nous pouvons conclure des conventions de règlement avec nos expéditeurs américains. Ces conventions doivent être approuvées par la FERC. Les moratoires sur les demandes tarifaires imposés pour une période pendant laquelle ni nous ni les expéditeurs ne pouvons demander une révision tarifaire sont fréquents, car ils donnent une forme d'assurance aux expéditeurs en ce qui a trait aux tarifs, ils éliminent les coûts liés à une instance visant les tarifs pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Nous exploitons en outre une entreprise du secteur intermédiaire qui n'est pas réglementée. Cette entreprise offre des services de collecte, de traitement, de conditionnement, de compression et de manutention des liquides dans le bassin des Appalaches. Son réseau comprend plus de 300 km (186 milles) de conduites dont le diamètre varie de 16 à 36 pouces. C'est aussi cette entreprise qui gère nos modestes participations dans des droits miniers situés dans les zones de gaz de schiste Marcellus et Utica.

Société en commandite cotée en bourse de TransCanada

Nous détenons, par l'intermédiaire de filiales, une participation effective de 25,7 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite dont les parts sont cotées à la Bourse de New York sous le symbole TCP. TC PipeLines, LP possède des participations dans les réseaux de gazoducs de GTN, Northern Border, Bison, Great Lakes, North Baja, Tuscarora, Iroquois et PNGTS. Notre participation globale effective dans chacun de ces actifs, en tenant compte de la participation détenue par l'intermédiaire de la société en commandite, est indiquée dans la liste d'actifs de nos principaux gazoducs qui commence à la page 31.

FAITS MARQUANTS

Leach XPress

Le gazoduc Leach XPress a été mis en service le 1er janvier 2018. Ce projet de Columbia Gas transporte environ 1,6 PJ/j (1,5 Gpi^3/j) du gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du réseau.

Rayne XPress

Le gazoduc Rayne XPress a été mis en service le 2 novembre 2017. Ce projet de Columbia Gulf transporte environ 1,1 PJ/j (1,0 Gpi^3/j) de la production provenant d'un raccordement avec le gazoduc Leach XPress et un autre projet de gazoduc vers les marchés situés le long du réseau et de la côte du golfe du Mexique.

Projets de modernisation I et II

Columbia Gas et ses clients ont conclu une convention de règlement, approuvée par la FERC, qui permet le recouvrement des coûts et un rendement des investissements consentis pour la modernisation du réseau, l'amélioration de l'intégrité du réseau et l'accroissement de la fiabilité et de la souplesse du service. Le programme de modernisation comprend entre autres le remplacement des gazoducs et des installations de compression désuets, l'accroissement des capacités d'inspection du réseau et l'amélioration des systèmes de contrôle. Le projet de modernisation I de 1,5 milliard de dollars US a été achevé selon les modalités de l'entente de règlement de 2012, la dernière tranche de 0,2 milliard de dollars US ayant été dépensée en 2017. Le projet de modernisation II a été approuvé pour un montant maximal de 1,1 milliard de dollars US consacré à des travaux qui seront réalisés de 2018 à 2020. Selon les modalités de la convention, les installations mises en service avant le 31 octobre perçoivent des produits à compter du 1er février de l'année suivante.

Buckeye XPress

Le projet Buckeye XPress (« BXP ») est un projet d'augmentation de la taille d'un pipeline de remplacement existant mené en parallèle avec notre programme de modernisation de Columbia Gas. Des coûts de 0,2 milliard de dollars US consacrés à l'élargissement de la canalisation de remplacement et à la mise à niveau des compresseurs nous permettront d'offrir une capacité pipelinière supplémentaire de 290 TJ/j (275 Mpi^3/j) pour servir la production grandissante tirée des Appalaches. Nous prévoyons la mise en service de BXP vers la fin de 2020.

Projet Mountaineer XPress

Le projet Mountaineer XPress, projet de Columbia Gas visant le transport d'environ 2,9 PJ/j (2,7 Gpi^3/j) de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers divers points de livraison situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf, devrait être mis en service au quatrième trimestre de 2018. Le coût du projet est actuellement estimé à 2,6 milliards de dollars US, ce qui représente une augmentation de 0,6 milliard de dollars US du coût de construction estimatif précédemment fixé. En raison d'un mécanisme de partage des coûts, cette augmentation ne devrait pas avoir une incidence importante sur le rendement global du projet.

Gibraltar

Gibraltar est un projet de Midstream visant la construction d'un collecteur pipelinier de gaz sec d'une capacité de 1 000 TJ/j (934 Mpi^3/j) dans le sud-ouest de la Pennsylvanie. Il a été mis en service le 1er novembre 2017.

Projet Portland XPress

PNGTS a conclu des ententes préalables au démarrage avec plusieurs sociétés de distribution locales de la Nouvelle-Angleterre et du Canada atlantique visant le renouvellement de certains contrats de location de capacité du réseau dont l'échéance était prévue pour 2019, ainsi que l'accroissement de la capacité certifiée du réseau de PNGTS, qui sera portée de 222 TJ/j (210 Mpi^3/j) à 290 TJ/j (275 Mpi^3/j). Le projet Portland XPress (le « PXP ») d'environ 80 millions de dollars US sera réalisé en conjonction avec l'augmentation de la capacité en amont. Les dates cibles de mise en service du PXP s'étalent sur une période de trois ans à compter du 1er novembre 2018.

Dernières nouvelles de la FERC

La FERC a retrouvé un quorum de trois commissaires en août 2017, et deux autres commissaires ont été approuvés par le Sénat des États-Unis le 2 novembre 2017. La FERC a signifié son intention de s'attaquer sans retard indu à l'accumulation de dossiers de demande en attente. Nous avons reçu le certificat de la FERC relativement au projet WB XPress en novembre 2017, et ceux des projets Mountaineer XPress et Gulf XPress, le 29 décembre 2017.

Great Lakes

Dossier tarifaire

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

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

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

Règlement de Northern Border

Le 4 décembre 2017, Northern Border a déposé auprès de la FERC un règlement tarifaire qui reproduit le règlement de principe conclu avec ses expéditeurs et rend inutile le dépôt d'un dossier tarifaire général comme le prévoyait le précédent règlement de 2012. Northern Border s'attend à ce que la FERC entérine l'entente de règlement sans opposition. De cette façon, la stabilité des tarifs à long terme de Northern Border serait assurée. Nous détenons une participation indirecte de 12,9 % dans Northern Border par l'intermédiaire de TC Pipelines, LP.

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

En juin 2017, nous avons conclu la vente d'une participation de 49,34 % dans Iroquois à TC PipeLines, LP, à laquelle nous avons accordé une option de vente de la portion résiduelle de 0,66 % de notre participation initiale de 50 % à une date ultérieure. En même temps, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP. Le produit de ces transactions s'est chiffré à 765 millions de dollars US, avant les ajustement postérieurs à la clôture. Il se composait d'un montant en trésorerie de 597 millions de dollars US et d'un montant de 168 millions de dollars US représentant notre quote-part de la dette d'Iroquois et de PNGTS.

Columbia Pipeline Partners LP

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

RÉSULTATS FINANCIERS

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). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US, sauf indication contraire)	**2017**	**2016**	**2015**
Columbia Gas[1]	**623**	269	—
ANR	**400**	321	220
TC PipeLines, LP[2, 3]	**110**	118	106
Midstream[1]	**93**	40	—
Columbia Gulf[1]	**76**	25	—
Great Lakes[3, 4]	**64**	60	63
Autres gazoducs aux États-Unis[1,2,3,5]	**108**	74	87
Participations sans contrôle[6]	**341**	365	292
Expansion des affaires	**(2)**	(3)	(12)
BAIIA comparable	**1 813**	1 269	756
Amortissement	**(453)**	(322)	(194)
BAII comparable	**1 360**	947	562
Incidence du change	**410**	310	160
BAII comparable (en dollars CA)	**1 770**	1 257	722
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	**(10)**	(63)	—
Perte sur la vente de TC Offshore	**—**	(4)	(125)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	**1 760**	1 190	597

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

2 Les résultats de Northern Border et d'Iroquois tiennent compte de la quote-part nous revenant du bénéfice de ces actifs. Nous avons acquis une participation additionnelle dans Iroquois de 4,87 % le 31 mars 2016 et une autre, de 0,65 %, le 1er mai 2016. TC Pipelines, LP a acquis une tranche de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois le 1er juin 2017. Le 1er janvier 2016, nous avons vendu à TC PipeLines, LP une participation directe de 49,9 % dans PNGTS, et la participation résiduelle de 11,81 %, le 1er juin 2017. Le 1er avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP.

3 TC PipeLines, LP émet périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui ont pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. Le tableau ci-après présente notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, aux dates indiquées.

	Pourcentage de participation effective aux		
	31 décembre 2017	**31 décembre 2016**	**31 décembre 2015**
TC PipeLines, LP	25,7	26,8	28,0
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :			
Great Lakes	11,9	12,5	13,0
PNGTS	15,9	13,4	—

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

5 Ces données incluent notre participation directe dans Iroquois et PNGTS (jusqu'au 1er juin 2017) et GTN (jusqu'au 1er avril 2015), notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration liés à nos actifs de gaz naturel aux États-Unis.

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a augmenté de 570 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016 et de 593 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015. Le bénéfice sectoriel de 2017 comprend des coûts de 10 millions de dollars avant les impôts (63 millions de dollars en 2016) se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel de 2016 et de 2015 comprenait également des pertes de 4 millions de dollars et de 125 millions de dollars avant les impôts, respectivement, liées à la conclusion de la convention de décembre 2015 visant la vente de TC Offshore, qui a eu lieu en mars 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable et du résultat comparable.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis, ceux-ci comprenant les résultats de Columbia depuis le 1er juillet 2016. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base connexes. Compte tenu de la nature saisonnière des activités, les volumes et les produits liés au transport par pipeline et au stockage de gaz sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2017 est supérieur de 544 millions de dollars US à celui de 2016. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- l'apport de Columbia sur un exercice complet;
- l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire, entré en vigueur le 1er août 2016.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2016 avait été supérieur de 513 millions de dollars US à celui de 2015, en raison principalement de l'effet net découlant :

- du résultat supplémentaire apporté par Columbia par suite de l'acquisition réalisée le 1er juillet 2016;
- de l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR en raison de l'approbation par la FERC du règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1er août 2016, de l'accroissement des revenus de transport de l'axe principal sud-est et de la diminution des travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des ventes de produits de base connexes et un règlement non récurrent conclu en 2015 avec le propriétaire d'installations adjacentes pour interruption des services commerciaux d'ANR;
- de l'apport supérieur de TC PipeLines, LP surtout grâce à la hausse des produits tirés du transport de GTN.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 131 millions de dollars US en 2017 comparativement à 2016 et de 128 millions de dollars US en 2016 comparativement à 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire entré en vigueur le 1er août 2016.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat des gazoducs aux États-Unis varie en fonction de la capacité visée par des contrats et des tarifs demandés aux clients. Notre capacité de conclure ou de renégocier des contrats visant la capacité invendue et de vendre la capacité à des tarifs favorables dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, y compris les possibilités offertes à l'utilisateur final par des gazoducs et des sources d'approvisionnement concurrents, auxquels s'ajoutent les conditions générales ayant un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation et des autres coûts, y compris l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions en matière de réglementation.

Nos gazoducs aux États-Unis font pour la plupart l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme.

Le bénéfice des gazoducs aux États-Unis devrait être plus élevé en 2018 qu'en 2017 grâce, entre autres, à l'accroissement des produits faisant suite à l'achèvement des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas et de Columbia Gulf. Ces projets procurent à nos clients un meilleur accès à de nouvelles sources d'approvisionnement tout en élargissant leur accès au marché. De plus, nous poursuivons nos expansions à l'échelle de notre empreinte géographique, qui devraient permettre le transport de la production de gaz naturel des régions isolées de Marcellus et d'Utica vers des zones de demande.

ANR est bien positionnée pour continuer de profiter de ses contrats à long terme visant les volumes provenant des gisements de schiste d'Utica et de Marcellus, d'une riche gamme de services de stockage et de transport offerts aux clients du Midwest américain et de ses raccordements à la zone de production de la côte du golfe du Mexique et aux marchés des utilisateurs finals. Nous prévoyons que le résultat d'ANR en 2018 sera équivalent à celui de 2017.

Great Lakes, Northern Border et GTN ont profité de la conjoncture tout au long de 2017 qui a permis de maintenir la valeur de leurs services. De plus, Great Lakes et Northern Border ont déposé leur règlement tarifaire auprès de la FERC le 30 octobre 2017 et le 4 décembre 2017, respectivement. Grâce à ces règlements, les tarifs devraient être assurés et les résultats, prévisibles, en 2018 et par la suite.

Nous continuons de chercher des occasions de miser sur ces développements, avec la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel lorsque nous nous pencherons sur les modifications touchant leurs activités commerciales, la réglementation et l'exploitation afin de continuer d'optimiser les positions de nos gazoducs pour tirer parti de l'évolution positive des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 3,2 milliards de dollars US en 2017 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons consacrer encore une somme d'environ 4,1 milliards de dollars US en 2018 essentiellement aux projets d'expansion de Columbia Gas et de Columbia Gulf, de même qu'aux dépenses d'investissement de maintien d'ANR et de Columbia Gas, qui devraient être recouvrables en majeure partie par le biais des droits futurs.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une importante transition, le pays passant de la consommation de mazout et de diesel à l'utilisation du gaz naturel comme première source de carburant pour sa production d'électricité. Par conséquent, la demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place de nouvelles infrastructures gazières. Au Mexique, l'aménagement de grosses infrastructures gazières se fait essentiellement au moyen d'un processus d'appel à la concurrence aux termes duquel les exploitants de gazoducs proposent un flux de rentrées et sorties sur la durée du contrat de 25 ans en fonction de leur estimation des coûts de construction et d'exploitation courants. Les produits tirés de ces contrats de 25 ans, principalement libellés en dollars américains, sont appuyés par la CFE, la société de services publics d'électricité du Mexique. L'exploitant du gazoduc s'expose à un risque en ce qui a trait aux coûts de construction et d'exploitation courants et est tenu de payer des pénalités, sauf en cas de force majeure, si la mise en service du projet n'a pas lieu à une date donnée.

Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc. La plupart des contrats conclus à l'égard de la construction et de l'exploitation des installations au Mexique sont des contrats à taux fixes négociés à long terme, lesquels visent à recouvrer le coût de notre service.

FAITS MARQUANTS

Topolobampo

Le projet Topolobampo est pratiquement terminé, à l'exception d'un tronçon de 20 km (12 milles) qui subit le contrecoup des retards auxquels s'est heurté le Secrétariat de l'Énergie, ministère qui dirige au Mexique les consultations avec la population autochtone. Le problème a été résolu, et la construction de ce dernier tronçon devrait se terminer au deuxième trimestre de 2018.

Le projet consiste en un gazoduc de 30 pouces d'une longueur de 560 km (348 milles) et d'un coût de 1,2 milliard de dollars US, soit 0,2 milliard de dollars US de plus que l'estimation originale en raison des retards occasionnés par l'événement de force majeure évoqué ci-dessus. Le projet recevra du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et l'acheminera à partir de ces gazoducs de raccordement 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. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 717 TJ/j (670 Mpi^3/j) de gaz naturel. Aux termes du contrat de transport, les retards qui ont frappé le tronçon de 20 km (12 milles) sont considérés comme un événement de force majeure et des dispositions permettent le recouvrement de produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.

Mazatlán

Le projet Mazatlán a été mis en service et est prêt à fonctionner à plein régime depuis juillet 2017. Il s'agit d'un gazoduc de 24 pouces qui s'étend sur 430 km (267 milles) d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa. Son coût a été de 0,4 milliard de dollars US. Le gazoduc est soutenu par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 214 TJ/j (200 Mpi^3/j) de gaz naturel. Il est en attente d'un approvisionnement continu en gaz naturel en provenance des gazoducs de raccordement de tiers en amont. Nous avons cependant respecté nos obligations contractuelles et, par conséquent, nous avons commencé à recouvrer et à comptabiliser des produits aux termes des dispositions du contrat en décembre 2016.

Tula

Le projet Tula vise la construction d'un gazoduc de 36 pouces qui s'étendra sur 300 km (186 milles) au coût de 0,7 milliard de dollars US et d'un latéral de 16 pouces sur 24 km (15 milles). Il s'appuie sur un contrat de services de transport de gaz naturel de 25 ans visant une capacité de 949 TJ/j (886 Mpi^3/j) conclu avec la CFE. Le gazoduc transportera du gaz naturel à partir de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, vers les marchés situés à proximité de Tula, dans l'État de Querétaro et cheminera à travers les États de Puebla et de Hidalgo. La date d'achèvement du projet a dû être reportée à la fin de 2019 en raison des retards auxquels se heurte le Secrétariat de l'Énergie, ministère qui dirige au Mexique les consultations avec la population autochtone. La construction du gazoduc Tula a été pratiquement achevée en 2017, à l'exception d'un tronçon d'environ 90 km (56 milles). Les retards subis ont été considérés comme un événement de force majeure par la CFE, et nous travaillons aux derniers détails de la modification de la convention établissant le calendrier et les paiements à recevoir. En raison des retards et des coûts accrus liés aux terrains et aux permis, les coûts estimatifs du projet ont été majorés de 0,1 milliard de dollars US par rapport à l'estimation originale.

Villa de Reyes

Le projet Villa de Reyes de 0,8 milliard de dollars US consiste en la construction de canalisations d'un diamètre de 36 pouces et de 24 pouces et d'une longueur totalisant 420 km (261 milles) appuyée par un contrat de services de transport de gaz naturel de 25 ans visant une capacité de 949 TJ/j (886 Mpi^3/j) conclu avec la CFE. Le gazoduc bidirectionnel transportera du gaz naturel entre Tula, dans l'État de Hidalgo, et Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tula, ainsi qu'à d'autres transporteurs dans la région. La construction a commencé, mais des retards occasionnés par des fouilles archéologiques menées par les autorités fédérales ont nécessité le report de la date de mise en service jusqu'à la fin de 2018. Ces retards ont été considérés comme un événement de force majeure par la CFE, et nous travaillons aux derniers détails de la modification de la convention établissant le calendrier et les paiements à recevoir. En raison des retards et des coûts accrus liés aux terrains et aux permis, les coûts estimatifs du projet ont été majorés de 0,2 milliard de dollars US par rapport à l'estimation originale.

Sur de Texas

Le projet Sur de Texas de 2,1 milliards de dollars US est une coentreprise constituée avec IEnova, dans laquelle nous détenons une participation de 60 %, soit un investissement d'environ 1,3 milliard de dollars US. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 2,8 PJ/j (2,6 Gpi^3/j) conclu avec la CFE. La construction du gazoduc d'un diamètre de 42 pouces et d'une longueur d'environ 800 km (497 milles) progresse, et la mise en service est prévue pour la fin de 2018. Environ 60 % de la construction en mer était terminée à la fin de 2017. Le gazoduc commencera dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et s'étendra jusqu'à Tuxpan, dans l'État de Veracruz. Le projet acheminera du gaz naturel à nos gazoducs Tamazunchale et Tula ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région.

TransGas

En 2017, nous avons constaté une charge de dépréciation de 12 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 46,5 % dans TransGas de Occidente S.A. (« TransGas »). TransGas a construit un gazoduc en Colombie et l'a exploité aux termes d'un contrat de 20 ans de type « construction-possession-transfert ». Selon les modalités de la convention, à l'échéance, en août 2017, de ce contrat de 20 ans, TransGas a transféré ses actifs pipeliniers à Transportadora de Gas Internacional S.A. La charge de dépréciation représente la réduction de la valeur comptable résiduelle de notre participation comptabilisée à valeur de consolidation.

RÉSULTATS FINANCIERS

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). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US, sauf indication contraire)	**2017**	**2016**	**2015**
Tamazunchale	**112**	105	108
Topolobampo	**157**	81	(3)
Guadalajara	**68**	67	69
Mazatlán	**65**	5	(2)
Sur de Texas[1]	**8**	—	—
Autres	**(11)**	(3)	4
Expansion des affaires	**—**	(5)	(12)
BAIIA comparable	**399**	250	164
Amortissement	**(72)**	(35)	(34)
BAII comparable	**327**	215	130
Incidence du change	**99**	72	39
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	**426**	287	169

1 Représente notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 60 % dans la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas.

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 139 millions de dollars en 2017 comparativement à 2016 et de 118 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique est supérieur de 149 millions de dollars US en 2017 à celui de 2016, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

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

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique avait été supérieur de 86 millions de dollars US en 2016 à celui de 2015, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat supplémentaire dégagé par Topolobampo. La construction du projet Topolobampo a subi un retard qui, selon les modalités du contrat de transport conclu avec la CFE, est considéré comme un événement de force majeure. Des dispositions permettent le recouvrement et la comptabilisation de produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016;
- le résultat supplémentaire dégagé par Mazatlán. La construction est achevée et le recouvrement et la comptabilisation des produits ont commencé en décembre 2016, conformément au contrat de transport;
- la réduction des coûts liés à l'expansion des affaires passés en charges en 2016 par suite de la capitalisation des coûts des travaux consacrés aux projets obtenus et en cours de construction.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 37 millions de dollars US en 2017 par rapport à 2016, ce qui s'explique principalement par le début de l'amortissement de Topolobampo et de Mazatlán. L'amortissement de 2016 avait été semblable à celui de 2015.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat des gazoducs au Mexique reflète les contrats à long terme procurant des produits stables, libellés essentiellement en dollars US, qui sont affectés par le coût de prestation des services et incluent la quote-part nous revenant du bénéfice de notre participation effective de 60 % dans le projet de gazoduc Sur de Texas.

Nous nous attendons à ce que le résultat de 2018 des gazoducs Topolobampo, Tamazunchale, Guadalajara et Mazatlán soit comparable à celui de 2017 en raison de la nature des contrats à long terme sous-jacents. La mise en service de Sur de Texas et de Villa de Reyes devrait avoir lieu à la fin de 2018.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré des dépenses totalisant 1,5 milliard de dollars US en 2017 à nos projets d'immobilisations pipeliniers au Mexique et prévoyons investir environ 0,7 milliard de dollars US en 2018, somme qui sera consacrée principalement aux projets Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 91 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement (« SSE ») et les risques financiers.

Volumes de production des bassins d'approvisionnement

Le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement de nos gazoducs en aval du réseau de NGTL. Le réseau de Columbia et ses raccordements en aval dépendent en grande partie de l'approvisionnement venant des Appalaches. Nous continuons de surveiller tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production de gaz naturel et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Les gazoducs se livrent cependant concurrence pour se raccorder aux grands bassins gaziers. Une diminution globale de la production ou la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait réduire le débit de nos gazoducs reliés et, en conséquence, avoir une incidence négative sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC et les Appalaches constituent deux des bassins les plus productifs d'Amérique du Nord et renferment des réserves de gaz naturel considérables, les volumes réellement produits dépendent de nombreuses variables, dont le prix du gaz naturel, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs en aval, la demande à l'intérieur du bassin et la valeur globale des réserves, y compris des liquides. Par ailleurs, en tant qu'entreprise à activités réglementées, nous pouvons faire appel aux organismes de réglementation pour qu'ils fixent des droits conformes au débit de production attendu de nos gazoducs.

Accès au marché

Nous faisons concurrence à d'autres gazoducs pour assurer notre part des marchés. La mise en valeur de nouvelles zones d'approvisionnement situées plus près des marchés traditionnels pourrait se traduire par une diminution des débits ou des distances de transport de nos pipelines actuels et une incidence sur les produits. Les nouveaux marchés liés aux installations d'exportation de GNL créées pour accéder à la demande de gaz naturel du monde entier peuvent donner lieu à un accroissement des produits grâce à l'intensification de l'utilisation des installations existantes ou de la demande de nouvelles infrastructures. La compétitivité à long terme de nos réseaux de gazoducs et l'évitement des pipelines de contournement dépendront de notre capacité à nous adapter à l'évolution de l'écoulement pipelinier, ce qui suppose que nous puissions offrir des services de transport de rechange à des prix que le marché juge acceptables.

Concurrence dans les installations nouvelles

Nous devons faire face à la concurrence livrée par d'autres sociétés pipelinières qui cherchent à investir dans de nouveaux projets d'expansion des réseaux de gazoducs. Cette concurrence pourrait entraîner une diminution du nombre de projets conformes à nos critères d'investissement ou dont le rendement financier global est moins attrayant.

Demande de capacité pipelinière

En définitive, la demande de capacité pipelinière est le facteur déterminant de la vente de services de transport par gazoduc. Elle est fonction de la concurrence entre les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des fluctuations de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, de la concurrence livrée par les gazoducs et installations de stockage et du prix des combustibles de remplacement. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger et de percevoir des droits compatibles avec les exigences du marché sont liés à la demande globale de services de transport. Toute diminution de la demande à cet égard pourrait influer à la négative sur nos produits.

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières. En outre, la persistance des prix peu élevés pour le gaz pourrait avoir une incidence sur la situation financière de nos expéditeurs et sur leur capacité à répondre à leurs obligations de coûts de services de transport.

Risque lié à la réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation peuvent avoir une incidence sur l'approbation, le calendrier, la construction, l'exploitation et le rendement financier de nos gazoducs. Des décisions défavorables ou rendues tardivement peuvent donc également influer défavorablement sur les produits prévus et sur les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie de nos coûts engagés de façon légitime.

Le processus d'approbation réglementaire des grands projets d'infrastructure, entre autres le temps nécessaire pour rendre une décision, peut être ralenti ou nous être défavorable en raison d'actions menées par des groupes d'activistes et de leur influence sur l'opinion publique et sur les politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière.

Des examens plus minutieux des méthodes d'exploitation par les organismes de réglementation et d'autres organismes d'application de la loi peuvent faire augmenter les coûts d'exploitation ou exiger des dépenses d'investissement additionnelles. Or, l'impossibilité de recouvrer la totalité de ces coûts peut nuire au bénéfice.

Nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs. De plus, l'établissement des droits, la planification des installations et la préparation des demandes tarifaires et des règlements négociés ne se font pas sans une collaboration étroite avec nos parties prenantes.

Construction et exploitation

La construction et l'exploitation de nos pipelines permettant d'assurer le transport du gaz de façon sécuritaire et fiable sont essentielles à la réussite de notre entreprise. Toute interruption des activités pipelinières ayant une incidence sur la capacité d'expédition risque de se traduire par une réduction des produits et de porter atteinte à la réputation de l'entreprise ainsi qu'à la confiance des clients et du public à l'égard de nos activités. Pour gérer un tel risque, nous misons sur un personnel hautement qualifié, nous faisons appel à des inspecteurs tiers pendant la construction, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous surveillons nos réseaux de gazoducs 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection pour nous assurer régulièrement de l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer ou les remplacer, s'il y a lieu. Par ailleurs, nous étalonnons périodiquement les compteurs afin d'assurer leur exactitude et effectuons de façon continue l'entretien de l'équipement de compression pour en assurer la sécurité et la fiabilité d'exploitation.

Pipelines de liquides

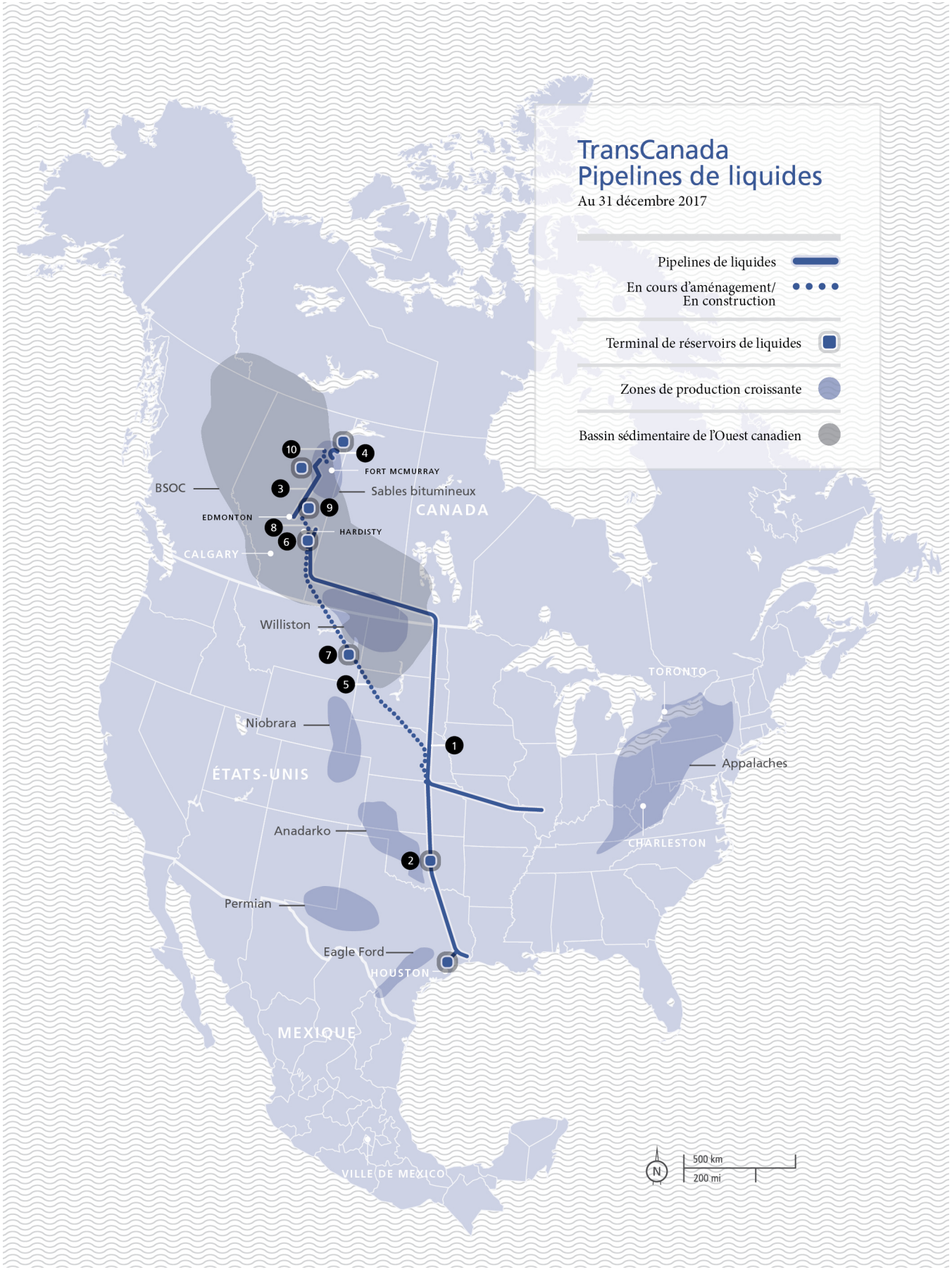
L'infrastructure actuelle de nos pipelines de liquides achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma, au Texas et le long de la côte américaine du golfe du Mexique. Notre futur projet d'infrastructure pipelinière permettrait également d'élargir les marchés du pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les principaux marchés. Nous pourrons aussi étendre notre offre de services de transport à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides.

Coup d'œil sur la stratégie

- Nous nous concentrons sur l'acquisition d'un approvisionnement croissant de liquides nord-américains et sa livraison aux principaux marchés en agrandissant notre infrastructure de transport de liquides par pipelines afin d'établir un réseau d'acheminement direct et ininterrompu depuis les régions productrices jusqu'au marché.
- Nous restons centrés sur la maximisation de la valeur de nos actifs d'exploitation existants, nous veillons à la croissance interne de ces actifs, nous identifions des possibilités d'acquisition et nous positionnons nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui pourraient se présenter.
- Nous élargissons l'offre de services de transport à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides, notamment le transport de condensat ou les services auxiliaires comme le stockage à court et à long terme de liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.
- L'expansion continue et la construction de nos ouvrages d'infrastructure proposés permettront d'établir en Amérique du Nord un réseau stratégique qui assurera le transport direct de l'approvisionnement croissant en liquides vers les marchés clés et offrira des occasions de poursuivre l'expansion du secteur des pipelines de transport de liquides.

Points saillants des résultats

- Obtention du permis présidentiel à l'égard du projet Keystone XL.
- Obtention de l'approbation d'un tracé du pipeline Keystone XL à travers le Nebraska et de garanties commerciales suffisantes pour justifier le début des travaux préparatoires en vue de la construction.
- Conclusion de contrats à long terme supplémentaires après la clôture des invitations à soumissionner visant les oléoducs Keystone et Marketlink.
- Envoi d'un avis à l'ONÉ l'informant que nous ne déposerons pas de demandes relativement aux projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est.
- Achèvement de la construction de Grand Rapids et de Northern Courier, deux nouveaux oléoducs de transport de liquides en Alberta.


TransCanada
Pipelines de liquides
Au 31 décembre 2017
Pipelines de liquides
En cours d'aménagement/
En construction
Terminal de réservoirs de liquides
Zones de production croissante
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
BSOC
FORT MCMURRAY
Sables bitumineux
CANADA
EDMONTON
HARDISTY
CALGARY
Williston
Niobrara
ÉTATS-UNIS
Anadarko
Permian
Eagle Ford
HOUSTON
MEXIQUE
VILLE DE MEXICO
TORONTO
Appalaches
CHARLESTON
10
4
3
9
8
6
7
5
1
2
N
500 km
200 mi

Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

		Longueur	Description	Participation
	Pipelines de liquides			
1	Réseau d'oléoducs Keystone	4 324 km (2 687 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains de Wood River et Patoka, en Illinois, de Cushing, en Oklahoma, et de la côte américaine du golfe du Mexique.	100 %
2	Marketlink		Terminal et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux marchés de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
3	Grand Rapids	460 km (287 milles)	Transport de pétrole brut depuis la zone de production située au nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au marché de la région d'Edmonton-Heartland, dans la même province.	50 %
4	Northern Courier	90 km (56 milles)	Transport de bitume et de diluant depuis le site minier de Fort Hills Fort McMurray, en Alberta jusqu'au terminal de Suncor Énergie situé au nord de Fort McMurray.	100 %
	En cours d'aménagement			
5	Keystone XL	1 906 km (1 184 milles)	Transport de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Steele City, au Nebraska, pour accroître la capacité du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
6	Terminal de Keystone à Hardisty		Terminal pétrolier situé à Hardisty, en Alberta, pour permettre aux producteurs de l'Ouest canadien d'accumuler des lots de pétrole brut dans des réservoirs et d'accéder au réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
7	Bakken Marketlink		Transport de pétrole brut de la zone productrice du bassin Williston, dans le Dakota du Nord et au Montana, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, ainsi qu'à la côte américaine du golfe du Mexique par l'entremise d'installations faisant partie du réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
8 9	Pipeline Heartland Terminaux de TC	200 km (125 milles)	Terminaux et pipeline destinés au transport de pétrole brut depuis la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta, jusqu'à Hardisty, également en Alberta.	100 %
10	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut à partir des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited, dans le nord-est de l'Alberta vers le pipeline Grand Rapids.	100 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend principalement des pipelines qui transportent efficacement du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers, et il offre des services auxiliaires comme le stockage à court et à long terme de liquides à des terminaux afin de maximiser la valeur de nos actifs et d'élargir notre offre à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides.

Le réseau d'oléoducs Keystone, constituant notre principal actif pipelinier, achemine environ 20 % des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien vers les principaux marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique. Nous avons récemment ajouté à notre portefeuille les pipelines Grand Rapids et Northern Courier, deux nouveaux oléoducs de transport de liquides en Alberta. Ces deux nouveaux pipelines procurent des solutions de transport aux producteurs du nord et de l'ouest des régions de l'Athabasca.

Nous vendons une capacité pipelinière aux expéditeurs, capacité qui est visée par des contrats à long terme assortis de paiements mensuels fixes qui ne sont pas fonction des livraisons réelles ou du prix des produits de base, ce qui nous permet de dégager des revenus stables sur la durée des contrats. La capacité non visée par des contrats est périodiquement offerte sur le marché afin de favoriser la conclusion de nouveaux contrats ou proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage de liquides en contrepartie de paiements de frais fixes, qui ne sont pas fonction des volumes de stockage réels ou du prix des produits de base stockés.

Les modalités de service et le montant des paiements mensuels fixes sont déterminés au moyen d'arrangements de transport négociés avec les expéditeurs. Ces arrangements à long terme nous permettent de recouvrer les coûts que nous engageons pour la construction et l'exploitation du réseau.

Notre secteur des pipelines de liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et l'approvisionnement de pétrole brut passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. Pour la prestation de ces services, TransCanada Liquids Marketing (« TCLM ») détient des droits contractuels sur les pipelines et les réservoirs des terminaux de TransCanada et de tiers. TCLM réalise actuellement des profits sur le marché en tirant parti des écarts situationnels ou temporels.

Contexte commercial

Le pétrole brut continue de faire tourner l'économie moderne, le besoin manifesté à l'égard de moyens de transport et de produits efficaces et fiables propulsés ou conçus à partir de pétrole générant l'essentiel de la demande mondiale de pétrole brut. Selon l'Agence internationale de l'énergie, malgré l'arrivée de nouvelles technologies qui ont rendu les véhicules plus écoénergétiques, la demande mondiale de pétrole brut passera de 94 millions de b/j en 2016 à 105 millions de b/j d'ici 2040 sous l'impulsion surtout de la croissance de l'Asie et des pays en développement.

Les récentes réductions de la production pratiquées par l'OPEP ont stabilisé les prix mondiaux après le grave recul qui avait commencé en 2014. Les stocks de pétrole brut dans le monde ont diminué et devraient continuer de le faire. Les décisions à l'égard de la production que prendront les producteurs membres de l'OPEP et certains autres qui n'en sont pas membres seront un facteur déterminant des prix du brut à court et à moyen terme. L'offre et la demande de brut devraient s'équilibrer à court terme ou à moyen terme, d'autant que ces pays producteurs maintiennent leur production réduite en 2018. À mesure que l'équilibre se rétablira sur le marché, les prix du pétrole brut devraient revenir dans une fourchette qui favorisera la reprise des investissements et la croissance de l'offre.

Notre secteur des pipelines de liquides est bien positionné pour résister à l'impact des fluctuations à court terme des prix des produits de base ainsi qu'à celui des ajustements liés à l'approvisionnement. Nos activités actuelles et nos projets d'aménagement sont visés par des contrats à long terme aux termes desquels nous avons convenu de fournir la capacité pipelinière à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes, peu importe le débit ou les prix des produits de base. La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les fluctuations de prix connexes peuvent avoir un impact secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains nouveaux projets. Cela peut influer sur la croissance du nombre de projets en cours dans notre secteur, la valeur de nos services à mesure que les contrats viennent à échéance et le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinières.

Perspective de l'offre et de la demande

Canada

Le Canada dispose de réserves de pétrole brut qui se classent au troisième rang dans le monde en importance; il possède le potentiel pour consolider sa position de fournisseur mondial de première importance à mesure que décline à l'échelle mondiale la production de pétrole brut en provenance de champs de pétrole ayant atteint leur maturité. L'Alberta produit la majeure partie du pétrole brut du BSOC, qui est la principale source d'approvisionnement en pétrole brut du réseau d'oléoducs Keystone. Dans son rapport de 2017 intitulé ***Crude Oil Forecast, Markets and Transportation***, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (« ACPP ») a estimé l'offre du BSOC en pétrole brut classique et en condensats pour 2018 à 0,8 million de b/j et à 3,7 millions de b/j pour le pétrole brut tiré des sables bitumineux, soit un total d'environ 4,5 millions de b/j, ce qui représente une hausse de 0,3 million de b/j par rapport à 2017. Le rapport prévoit aussi que l'offre de pétrole brut du BSOC passera à 5,0 millions de b/j d'ici à 2025 et à 5,5 millions de b/j d'ici à 2030.

Selon le document publié en 2017 et intitulé ***Alberta's Energy Reserves and Supply/Demand Outlook***, l'AER a estimé à environ 165 milliards le nombre de barils qui pouvaient être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et les sables bitumineux de l'Alberta en 2016. Les réserves de sables bitumineux ont une longue durée de vie et la production qui est en tirée est régulière après la mise en service initiale. Dans son rapport publié en 2014 et intitulé ***Responsible Canadian Energy***, l'ACPP a estimé que la durée de vie des projets d'extraction à ciel ouvert est de 25 à 50 ans pour les sables bitumineux et entre 10 et 15 ans, en moyenne, pour la production in situ. Cette longévité correspond au souhait des producteurs d'assurer à leurs réserves un accès à long terme au marché. Le réseau d'oléoducs Keystone, Grand Rapids et Northern Courier sont tous visés par des contrats à long terme.

États-Unis

Les États-Unis font partie des plus importants producteurs de pétrole du monde, leur production moyenne étant estimée à plus de 9,3 millions de barils par jour en 2017 par suite de la croissance considérable de la production de pétrole léger de réservoirs étanches au cours des cinq dernières années. L'EIA des États-Unis prévoit une production en hausse de 1,4 million de b/j aux États-Unis entre 2017 et 2029, et un sommet de 10,5 millions de b/j d'ici 2029. L'organisme prévoit en outre que la production américaine se chiffrera en moyenne à 10,3 millions de b/j en 2018, ce qui constituera la plus importante moyenne annuelle de l'histoire des États-Unis, le record précédent de 9,6 millions de b/j ayant été établi en 1970.

La plus grande partie du pétrole brut américain sur le continent provient des régions de production suivantes : Williston, Eagle Ford, Niobrara, le bassin permien, Anadarko et les Appalaches. Ces zones de production de pétrole léger de réservoirs étanches constituent une partie des sources d'approvisionnement en pétrole brut pour notre projet Marketlink, situé à Cushing, en Oklahoma. Le pipeline Marketlink est bien positionné pour acheminer cette offre croissante du fait qu'il est raccordé aux marchés de raffinage de Houston et de Port Arthur, au Texas, et de Lake Charles, en Louisiane.

Les États-Unis sont le plus important consommateur de pétrole brut du monde; il est prévu que la demande y progressera légèrement, passant d'environ 16 millions de b/j à plus de 17 millions de b/j d'ici 2040. Les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique ont été construites avant tout pour traiter le brut lourd et de densité moyenne et elles ne peuvent pas commencer facilement à traiter de grandes quantités de pétrole léger de réservoirs étanches sans faire de grands investissements. Les raffineries de la côte américaine du golfe du Mexique ont besoin d'environ 8,6 millions de b/j de pétrole brut dont quelque 3,2 millions de b/j de brut lourd et de densité moyenne provenant essentiellement d'importations extracôtières. Cette demande de brut lourd ne devrait pas fluctuer de façon appréciable à court terme ou à plus long terme. Nos actifs sont tout à fait en mesure d'acheminer le brut lourd canadien vers cet important marché.

Priorités stratégiques

Nous restons déterminés à bonifier notre portefeuille de projets garantis sur le plan commercial qui assureront le transport de pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés clés, à maximiser la valeur de nos actifs actuels, à tirer profit de nos infrastructures existantes et à rechercher de nouvelles occasions à l'échelle de la chaîne de valeur des pipelines de liquides.

En 2017, notre projet Keystone XL a considérablement avancé : nous avons obtenu le permis présidentiel, un tracé du pipeline à travers le Nebraska a été approuvé, et nous avons conclu des contrats assurant une garantie commerciale suffisante. Nous avons commencé les travaux préparatoires en vue de la construction, et la construction préliminaire devrait commencer en 2019. La réalisation du projet Keystone XL sera un puissant moyen de renforcer et d'élargir l'accès du réseau Keystone à la côte américaine du golfe du Mexique et de le raccorder à la capacité régionale de raffinage de plus de 4,3 millions de b/j que recèlent Houston et Port Arthur au Texas et Lake Charles en Louisiane. Un accès étendu au marché pour le réseau d'oléoducs devrait améliorer le transport des volumes sur de courtes et de longues distances.

En Alberta, nous avons tiré parti de notre vaste empreinte de gazoducs et misons sur notre expérience pour développer une entreprise provinciale de pipelines de liquides. La solide croissance de la production tirée des sables bitumineux continue de soutenir le besoin de nouveaux pipelines à l'intérieur de l'Alberta, tels que notre participation de 50 % dans le pipeline Grand Rapids, récemment mis en service, qui transporte du pétrole brut depuis le nord-ouest de Fort McMurray, en Alberta, jusqu'au carrefour pétrolier d'Edmonton. Ce pipeline est le premier projet d'importance mené à bien dans la région ouest de l'Athabasca. Notre coentreprise unissant Grand Rapids et Keyera Corp. améliore notre capacité d'accéder à une source de diluant fiable et économique. Le pipeline White Spruce acheminera vers Grand Rapids le pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited et étendra notre empreinte dans la région. En outre, notre pipeline Northern Courier a récemment été mis en service, ce qui favorisera l'acheminement de la production du partenariat énergétique Fort Hills vers le marché. Lorsque des garanties commerciales supplémentaires seront obtenues, les projets de pipeline Heartland, des terminaux de TC et du terminal de Keystone à Hardisty, qui ont obtenu l'approbation des organismes de réglementation, permettront aux expéditeurs de se relier de manière ininterrompue au réseau d'oléoducs Keystone et à d'autres oléoducs qui acheminent le brut à l'extérieur de l'Alberta et fourniront à nos clients une voie sans interruption de la production à la commercialisation.

Nous surveillerons étroitement le marché à la recherche d'acquisitions d'actifs stratégiques afin d'améliorer la connectivité de notre réseau ou d'étendre notre empreinte en Amérique du Nord. Nous préconisons toujours une approche rigoureuse et nous positionnerons stratégiquement nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui se présenteront à mesure que le contexte commercial se rétablira.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

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

Le 16 novembre 2017, nous avons temporairement mis en arrêt le pipeline Keystone après la détection d'une fuite dans le comté de Marshall au Dakota du Sud. Le volume de la fuite a été estimé à 5 000 barils, comme il a été déclaré au National Response Center et à la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA »). Le 29 novembre 2017, le pipeline, réparé, a pu être remis en service; le tronçon où la fuite avait été décelée fonctionne à pression réduite. D'autres travaux d'investigation et mesures correctives imposées par la PHMSA sont prévus pour 2018.

Cette mise hors service n'a pas eu un effet important sur le résultat de 2017 de la société.

Keystone XL

En février 2017, nous avons présenté auprès de la Public Service Commission (« PSC ») de l'État du Nebraska une demande d'approbation du tracé du pipeline Keystone XL à travers le Nebraska et nous avons obtenu l'approbation d'un tracé modifié le 20 novembre 2017. Le 24 novembre 2017, nous avons présenté une requête auprès de la PSC du Nebraska demandant à celle-ci de réexaminer sa décision et de nous autoriser à déposer une demande révisée qui respecterait sa décision tout en réglant certains problèmes posés par le tracé modifié qu'elle nous propose. Le 19 décembre 2017, la PSC du Nebraska a rejeté notre requête. Le 27 décembre 2017, des parties opposées au projet Keystone XL et des intervenants dans la procédure réglementaire entourant le projet au Nebraska ont appelé de la décision du 20 novembre 2017 de la PSC dans le but d'en obtenir la cassation. TransCanada appuie la décision de la PSC du Nebraska et participera activement au processus d'appel afin de la défendre.

En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du projet Keystone XL. Nous avons retiré notre réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que notre contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains. Plus tard en mars 2017, deux poursuites remettant en cause le permis présidentiel ont été intentées auprès du tribunal du Montana. Nous avons présenté, de même que le gouvernement des États-Unis, des requêtes demandant le rejet de ces poursuites. Ces requêtes ont été rejetées le 22 novembre 2017. Le tribunal entendra donc les requêtes de jugement sommaire.

En juillet 2017, nous avons lancé une invitation à soumissionner sollicitant de nouveaux engagements fermes des parties intéressées à l'égard du transport de pétrole brut sur l'oléoduc Keystone et pour le projet Keystone XL depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. L'invitation à soumissionner s'est achevée favorablement le 26 octobre 2017.

En janvier 2018, nous avons obtenu le soutien commercial nécessaire au commencement des travaux préparatoires en vue de la construction du projet Keystone XL. Nous prévoyons entreprendre la construction préliminaire en 2019, et la construction devrait durer environ deux ans.

Énergie Est

En septembre 2017, nous avons demandé à l'ONÉ de suspendre son examen des demandes concernant les projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est pour 30 jours afin de nous laisser le temps de procéder à l'examen attentif des changements apportés le 23 août 2017 par l'ONÉ à la liste de questions et de facteurs d'évaluation environnementale se rapportant aux projets et des répercussions de ces changements sur les coûts, les calendriers et la viabilité des projets.

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

Nous avons procédé à l'évaluation de la valeur comptable des projets, y compris les fonds utilisés pendant la construction capitalisés depuis le début du projet, et comptabilisé une charge hors trésorerie de 1 256 millions de dollars avant les impôts (954 millions de dollars après les impôts) au quatrième trimestre de 2017. Nous avons cessé de capitaliser les fonds utilisés pendant la construction relatifs à ces projets le 23 août 2017, date à laquelle l'ONÉ a dévoilé les changements apportés à la portée des travaux. Comme il a été impossible d'obtenir une décision réglementaire à l'égard d'Énergie Est, nous ne prévoyons pas de recouvrer ces coûts auprès de tiers.

Grand Rapids

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

Northern Courier

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

White Spruce

Au premier trimestre de 2018, nous devrions recevoir la décision de l'AER quant au permis réglementaire visant la construction, au coût de 200 millions de dollars, du pipeline White Spruce qui transportera du pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited situées dans le nord-est de l'Alberta jusqu'au réseau de pipelines Grand Rapids. En raison du délai dans le processus de réglementation, la mise en service du pipeline devrait avoir lieu en 2019.

RÉSULTATS FINANCIERS

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). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
Réseau d'oléoducs Keystone	**1 283**	1 155	1 332
Pipelines en Alberta	**33**	—	—
Autres services[1]	**32**	(3)	(24)
BAIIA comparable	**1 348**	1 152	1 308
Amortissement	**(309)**	(292)	(283)
BAII comparable	**1 039**	860	1 025
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'Énergie Est	**(1 256)**	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	**(34)**	(52)	—
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	**—**	—	(3 686)
Activités de gestion des risques	**—**	(2)	—
(Perte sectorielle) bénéfice sectoriel	**(251)**	806	(2 661)
BAII comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	**255**	223	227
Dollars US	**604**	482	623
Incidence du change	**180**	155	175
BAII comparable	**1 039**	860	1 025

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 1 057 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016; il avait progressé de 3 467 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015.

La perte sectorielle de 2017 comprend une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars avant les impôts relativement au pipeline Énergie Est et des coûts de 34 millions de dollars, avant les impôts (52 millions de dollars en 2016), liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, qui ont été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet. Le bénéfice sectoriel de 2016 comprenait également des pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides. La perte sectorielle de 2015 comprenait une charge de dépréciation avant les impôts de 3 686 millions de dollars liée à Keystone XL et aux projets connexes. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » à la page 100 pour plus d'information. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable. Le reliquat du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides équivaut au BAII comparable, qui est analysé ci-dessous avec le BAIIA comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été supérieur de 196 millions de dollars en 2017 à celui de 2016. La hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

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

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides avait été inférieur de 156 millions de dollars en 2016 à celui de 2015. La diminution était principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des volumes non liés à des contrats sur l'oléoduc Keystone;
- la baisse des volumes sur Marketlink;
- l'augmentation des volumes liés à des contrats sur l'oléoduc Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides;
- la réduction des activités d'expansion des affaires;
- le raffermissement du dollar américain, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 17 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016 en raison de la mise en service de nouvelles installations, en partie contrebalancée par l'effet de l'affaiblissement du dollar américain. L'amortissement avait augmenté de 9 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 avant tout en raison de l'appréciation du dollar américain.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2018, exception faite des postes particuliers, devrait être supérieur au résultat de 2017 en raison principalement du résultat sur un exercice complet des pipelines Northern Courier et Grand Rapids et des contrats à long terme supplémentaires conclus relativement au réseau d'oléoducs Keystone.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées à l'égard de nos projets du secteur des pipelines de liquides ont totalisé 0,5 milliard de dollars en 2017, et nous comptons y affecter environ 0,4 milliard de dollars en 2018.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 91 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TransCanada est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques SSE et les risques financiers.

Risque d'exploitation

L'optimisation et le maintien de la capacité disponible de nos pipelines de liquides sont essentiels au succès du secteur des pipelines de liquides. Toute interruption des activités pipelinières a une incidence sur la capacité d'expédition et risque de se traduire par une réduction des produits tirés des paiements fixes et des occasions de vente de volumes au comptant. Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements de capitaux rentables. Nous avons recours à de l'équipement d'inspection interne pour vérifier régulièrement l'intégrité de nos pipelines et pour les réparer s'il y a lieu.

Bien que la majeure partie des coûts de l'exploitation des pipelines de liquides soit imputée à nos expéditeurs, une partie de notre volume est transportée conformément à une structure tarifaire fixe globale qui nous expose aux fluctuations des coûts, lesquelles peuvent avoir une incidence défavorable sur notre résultat.

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur l'approbation, la construction, l'exploitation et la performance commerciale et financière de nos pipelines de liquides. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole peut également avoir une incidence sur le processus de réglementation. Parallèlement, des particuliers et des groupes de défense de l'intérêt public s'opposent à la construction de pipelines de liquides en exprimant leur désaccord face à la production de pipelines de liquides. Le fait de modifier les exigences en matière d'environnement ou de réviser le processus de réglementation actuel peut avoir une incidence défavorable sur le moment de l'obtention des permis pour nos pipelines de liquides ou la possibilité de les obtenir. Pour gérer ces risques, nous nous tenons constamment au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation et d'affaires gouvernementales afin de déterminer leur effet possible sur notre secteur de pipelines de liquides et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière

Un recul de la demande de produits pétroliers raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. Un resserrement des prix du pétrole brut pourrait par ailleurs inciter les producteurs de brut à réduire leurs investissements dans la mise en valeur des sources de pétrole. Ces facteurs, selon leur gravité, pourraient avoir des répercussions négatives sur les possibilités d'expansion de notre infrastructure de transport de liquides et, à long terme, sur le renouvellement des contrats conclus avec les expéditeurs, à mesure que les contrats actuels arriveront à échéance.

Concurrence

Nous déployons des efforts continus à l'égard de notre position concurrentielle sur le marché nord-américain du transport des liquides, plus particulièrement pour relier les approvisionnements croissants de pétrole brut et de condensat entre les régions productrices et les marchés de raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés du secteur intermédiaire qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut et de condensat jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépend ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Commercialisation des liquides

Notre entreprise de commercialisation des liquides offre à notre clientèle toute une gamme de services de commercialisation du pétrole brut comprenant le transport, le stockage et l'approvisionnement de pétrole brut passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. La volatilité des prix des produits de base et l'évolution des conditions de marché pourraient avoir une incidence négative sur la valeur de ces contrats de location de capacité. La disponibilité d'autres réseaux de canalisations pouvant livrer des liquides dans les mêmes régions peut également affecter la valeur des contrats. L'entreprise de commercialisation des liquides se conforme à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Risques et gestion des risques ».

Énergie

Dans le secteur de l'énergie, nous détenons des actifs de production d'électricité et des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés.

Les actifs de production d'électricité que nous détenons ou que nous aménageons représentent au total une capacité de production d'électricité d'environ 7 000 MW. Ils sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona et sont alimentés au gaz naturel, à l'énergie nucléaire ou à l'énergie éolienne. La majorité de ces actifs sont visés par des contrats à long terme.

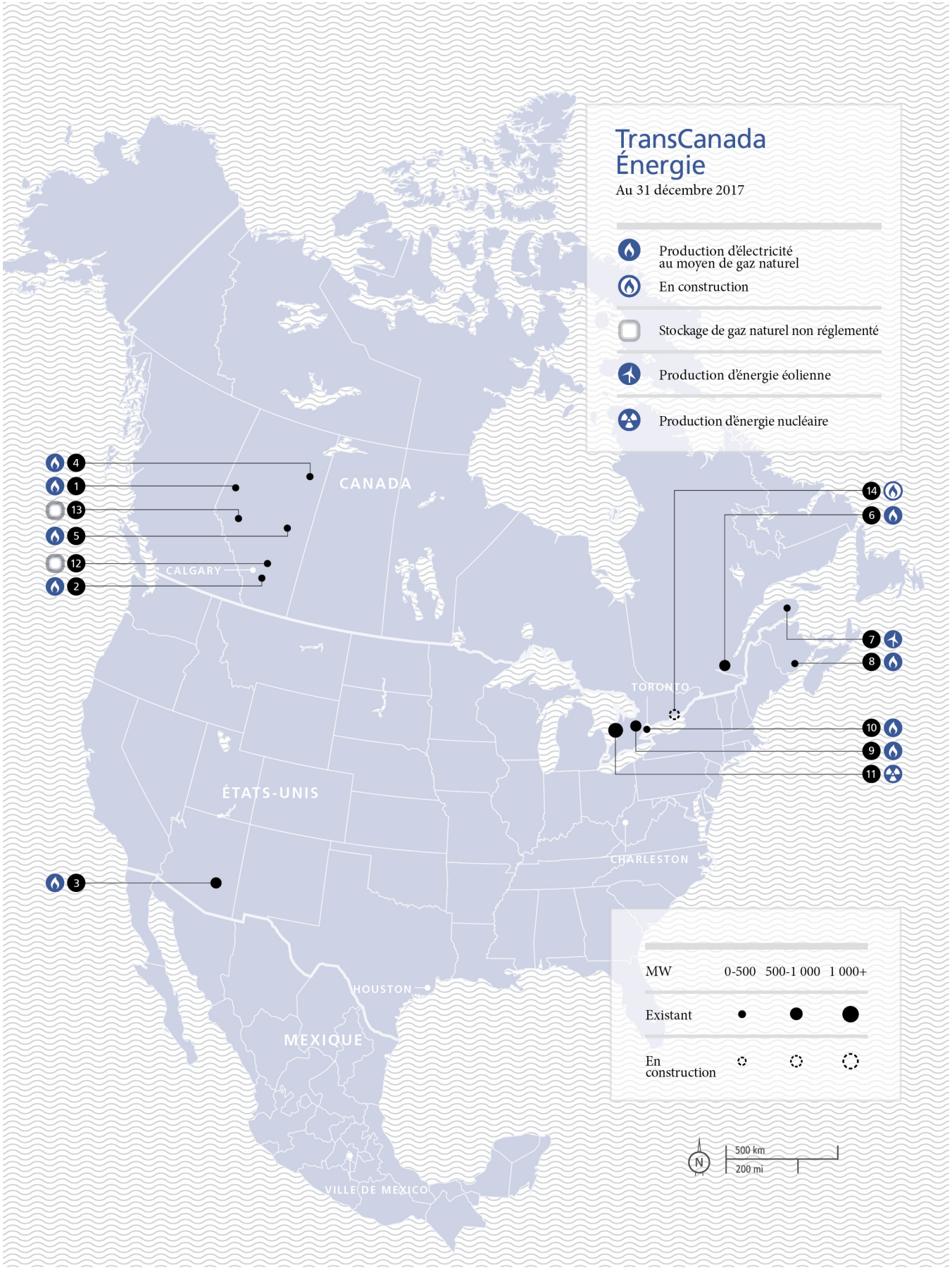
Nous détenons et exploitons environ 118 Gpi^3 de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta et détenons des contrats avec des tiers pour du stockage supplémentaire, représentant près du tiers de la capacité totale albertaine.

Coup d'œil sur la stratégie

- Nous souhaitons maximiser la valeur de notre portefeuille varié d'actifs de production d'énergie par l'entremise d'opérations sûres et fiables.
- Nous comptons concrétiser notre programme d'investissement en respectant l'échéancier et le budget.
- Nous voulons poursuivre la croissance en Amérique du Nord de nos infrastructures de production d'électricité vendue en vertu de contrats dans un contexte où les réseaux électriques diminuent l'intensité de leurs émissions de carbone et intègrent une capacité d'énergie renouvelable intermittente toujours plus grande.
- Nous voulons maximiser la valeur de nos actifs existants de stockage de gaz naturel non réglementés en Alberta sur le marché gazier en plein essor qui a besoin de stockage pour maintenir son équilibre et assurer la fiabilité du réseau gazier.

Points saillants des résultats

- Solides résultats financiers pour Bruce Power; les travaux du programme visant à prolonger la durée de vie utile des installations progressent.
- Monétisation des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis et conclusion d'une convention de vente des contrats d'électricité au détail aux États-Unis dans le cadre de la réduction progressive des activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis.
- Cession des actifs d'énergie solaire en Ontario dans le but d'en réaliser la solide valeur marchande et d'obtenir des capitaux pour soutenir notre croissance dans un avenir rapproché.
- Poursuite de la construction de la centrale alimentée au gaz naturel de 900 MW située à Napanee, dont la mise en service devrait avoir lieu au quatrième trimestre de 2018.


TransCanada
Énergie
Au 31 décembre 2017
Production d'électricité au moyen de gaz naturel
En construction
Stockage de gaz naturel non réglementé
Production d'énergie éolienne
Production d'énergie nucléaire
CANADA
CALGARY
TORONTO
ÉTATS-UNIS
CHARLESTON
HOUSTON
MEXIQUE
VILLE DE MEXICO
MW
0-500
500-1 000
1 000+
Existant
En construction
N
500 km
200 mi

Nous sommes l'exploitant de tous nos actifs énergétiques, à l'exception de Cartier énergie éolienne, de Bruce Power et de Portlands Energy.

		Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation
	Installations énergétiques au Canada Capacité de production de 6 983 MW (y compris les installations en construction)				
	Installations énergétiques de l'Ouest Capacité de production de 1 021 MW en Alberta et en Arizona				
1	Bear Creek	100	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Grande Prairie, en Alberta.	100 %
2	Carseland	95	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Carseland, en Alberta.	100 %
3	Coolidge	575	gaz naturel	Centrale électrique de pointe à cycle simple située à Coolidge, en Arizona. L'électricité est vendue aux termes d'une CAE de 20 ans expirant en 2031 et conclue avec Salt River Project Agricultural Improvement and Power District.	100 %
4	Mackay River	205	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
5	Redwater	46	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
	Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 863 MW (y compris les installations en construction)				
6	Bécancour	550	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Trois-Rivières, au Québec. L'électricité est vendue aux termes d'une CAE de 20 ans, expirant en 2026 et conclue avec Hydro-Québec. La vapeur est vendue à un client industriel. La production d'électricité est suspendue depuis 2008. Nous continuons de recevoir des paiements pour la capacité pendant que la production est suspendue.	100 %
7	Cartier énergie éolienne	365[1]	énergie éolienne	Cinq projets éoliens situés en Gaspésie, au Québec. L'électricité est vendue aux termes de CAE de 20 ans, expirant de 2026 à 2032 et conclues avec Hydro-Québec.	62 %
8	Grandview	90	gaz naturel	Centrale de cogénération située à Saint John, au Nouveau-Brunswick. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'achat ferme de 20 ans expirant en 2024. Le contrat vise la totalité de la chaleur et de l'électricité produites et a été conclu avec Irving Oil.	100 %
9	Halton Hills	683	gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Halton Hills, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans, expirant en 2030 et conclu avec la SIERE.	100 %
10	Portlands Energy	275[1]	gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Toronto, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans, expirant en 2029 et conclu avec la SIERE.	50 %
	Bruce Power Capacité de production de 3 099 MW				
11	Bruce Power	3 099[1]	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les huit réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,4 %
	Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi^3				
12	Crossfield	68 Gpi^3		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située à Crossfield, en Alberta.	100 %
13	Edson	50 Gpi^3		Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
	En construction				
14	Napanee	900	gaz naturel	Centrale à cycle combiné située dans le Grand Napanee, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans conclu avec la SIERE, qui expire 20 ans après la mise en service de la centrale, qui est prévue pour le quatrième trimestre de 2018.	100 %

[1] Notre quote-part de la capacité de production.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte deux groupes :

- les installations énergétiques au Canada;
- le stockage de gaz naturel (au Canada, non réglementé).

Nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis ont été vendus au deuxième trimestre de 2017 et nous poursuivons la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information.

Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest

Nous détenons une capacité de production d'électricité d'environ 1 000 MW par le truchement de quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta et de Coolidge, une centrale électrique de pointe alimentée au gaz naturel en Arizona.

L'exécution disciplinée de la stratégie d'exploitation est critique à la maximisation des produits de nos centrales de cogénération et à la maximisation du résultat de Coolidge, où les produits sont fonction de la capacité disponible plutôt que du prix du marché.

Le groupe chargé de la commercialisation vend l'électricité des installations de cogénération situées en Alberta qui ne fait pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser le résultat de ces actifs. Pour réduire le risque lié à l'électricité non liée à des contrats, nous vendons une partie de notre électricité sur les marchés à terme lorsqu'il est possible d'obtenir des modalités contractuelles acceptables. Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou au moyen de contrats à court terme. Ainsi, nous pouvons nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et nous avons l'occasion d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés.

Le gouvernement de l'Alberta s'est doté d'un processus d'approvisionnement en énergie renouvelable additionnelle pour les années à venir, comportant l'ajout, en 2021, d'un marché de la capacité au marché actuel albertain uniquement axé sur l'énergie. Nous continuons de suivre les discussions sur le marché de l'électricité en Alberta entre les acteurs du secteur et le gouvernement, et d'y participer, afin de déterminer l'incidence de ces changements sur nos installations de cogénération et les occasions de croissance éventuelle.

Installations énergétiques de l'Est

Nous détenons ou sommes en train de construire des installations dont la capacité de production s'élève à environ 2 900 MW dans l'est du Canada. Toute l'électricité produite par ces actifs est vendue aux termes de contrats à long terme.

Une discipline d'entretien et d'exploitation optimale des centrales est essentielle au résultat de nos actifs situés dans l'Est du Canada, où le résultat dépend de la capacité disponible et du rendement des centrales.

Bruce Power

Bruce Power est une centrale nucléaire située près de Tiverton, en Ontario, qui compte huit réacteurs d'une capacité combinée d'environ 6 400 MW. L'OEO loue les huit installations nucléaires à Bruce Power. Nous détenons une participation de 48,4 % dans Bruce Power.

Les résultats de Bruce Power varient surtout en raison de la fréquence, de la portée et de la durée des arrêts d'exploitation prévus et imprévus.

En 2015, Bruce Power a conclu une entente avec la SIERE en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation Bruce Power jusqu'en 2064. Cette nouvelle entente constitue une prorogation et une modification importante de l'entente conclue antérieurement qui ont donné lieu à la remise à neuf des réacteurs 1 et 2 de ce site.

Selon les modalités de l'entente modifiée, qui a pris effet en janvier 2016, Bruce Power a commencé à investir dans des travaux d'allongement du cycle de vie des réacteurs 3 à 8 conformément au programme de remise à neuf à long terme. L'investissement anticipé dans le programme de gestion d'actifs doit se traduire par un prolongement à court terme de la durée de vie utile des installations jusqu'aux arrêts majeurs prévus pour remise à neuf et par la suite. Les travaux de planification du remplacement de composantes principales sont en cours; le premier arrêt du réacteur 6 devrait avoir lieu au début de 2020, et la remise à neuf des autres réacteurs devrait se poursuivre jusqu'en 2033.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, Bruce Power reçoit pour l'ensemble de ses réacteurs un prix contractuel uniforme qui comprend certains éléments transférables comme le recouvrement des coûts du combustible et des frais de location. Le contrat prévoit par ailleurs un paiement si la SIERE met un frein à la production de Bruce Power pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité ou pour composer avec d'autres conditions d'exploitation du réseau électrique de l'Ontario. Le montant de la réduction est considéré comme une « production réputée » pour laquelle Bruce Power reçoit le prix contractuel.

Notre quote-part estimative de l'investissement au titre du programme de gestion d'actifs devant être réalisé sur la durée de l'entente se chiffre à environ 2,5 milliards de dollars (selon la valeur du dollar en 2014). Notre quote-part estimative de l'investissement dans les travaux de remplacement des composantes principales visant les réacteurs 3 à 8 pour la période allant de 2020 à 2033 s'élève à environ 4 milliards de dollars supplémentaires (selon la valeur du dollar en 2014).

Sous certaines conditions, Bruce Power et la SIERE peuvent renoncer à effectuer le reste des investissements de remplacement des composantes principales si le coût dépasse certains seuils ou si le programme ne produit pas des avantages économiques suffisants.

Au fil du temps, le prix contractuel pourra être ajusté pour tenir compte du remboursement et du rendement du capital investi de Bruce Power aux termes des programmes d'investissement de gestion d'actifs et de remplacement de composantes principales. D'autres ajustements de prix pourront aussi être effectués afin d'assurer un meilleur appariement des produits et des coûts à long terme. Comme le prévoit l'entente modifiée, Bruce Power doit aussi partager avec la SIERE les efficiences opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu.

De plus, Bruce Power commercialise et négocie de l'électricité en Ontario et dans les territoires de compétence limitrophes; ces activités sont assujetties à de stricts contrôles.

Stockage de gaz naturel

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi^3 en Alberta. Il s'agit d'activités de stockage de gaz naturel qui sont indépendantes de celles de notre entreprise de transport de gaz naturel réglementée et de nos activités de stockage réglementées. Nous détenons également un contrat de capacité de stockage supplémentaire en Alberta conclu avec un tiers.

Le secteur du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'ajouter de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz aux marchés albertains et dans le reste de l'Amérique du Nord. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et nos installations de stockage de gaz naturel permettent également aux clients de profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. L'entreprise de stockage de gaz naturel est soumise aux fluctuations attribuables aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait.

Notre secteur du stockage de gaz naturel a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

Nous concluons également des transactions liées au stockage de gaz naturel exclusif qui comprennent l'achat à terme de notre propre gaz naturel pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes nous permet de garantir des marges positives futures, ce qui élimine notre exposition aux écarts des prix du gaz naturel.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

Actifs d'énergie solaire en Ontario

Le 24 octobre 2017, nous avons conclu une entente visant la vente à une tierce partie de notre portefeuille d'actifs d'énergie solaire en Ontario, qui regroupe huit installations et dont la capacité de production combinée s'établit à 76 MW. Le 19 décembre 2017, nous avons mené à terme la vente pour la somme de 541 millions de dollars, ce qui a donné lieu à un gain de 127 millions de dollars avant les impôts (136 millions de dollars après les impôts).

Napanee

La construction de notre centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW se poursuit dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'OEO, dans le Grand Napanee, dans l'est de l'Ontario. Nous prévoyons d'investir environ 1,3 milliard de dollars dans la centrale de Napanee, dont l'exploitation commerciale devrait commencer au quatrième trimestre de 2018. Les coûts ont augmenté en raison de retards du calendrier de construction. La production de la centrale, quand celle-ci sera en service, est entièrement visée par des contrats conclus avec la SIERE pour une période de 20 ans.

Installations énergétiques aux États-Unis

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

En avril 2017, nous avons mené à terme la vente de TC Hydro pour la somme de 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, et comptabilisé un gain d'environ 715 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts).

En juin 2017, nous avons mené à terme la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et du projet éolien Kibby Wind pour 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Outre les pertes d'environ 829 millions de dollars avant les impôts (863 millions de dollars après les impôts) comptabilisées en 2016 au moment de la conclusion de l'entente visant la vente de ces actifs, une perte supplémentaire d'environ 211 millions de dollars avant les impôts (167 millions de dollars après les impôts) a été inscrite en 2017 et se rapportait principalement à un ajustement du prix d'achat et à des coûts de réparation découlant d'un arrêt d'exploitation imprévu à Ravenswood avant la clôture, en partie compensés par des indemnités d'assurance correspondant à une partie des coûts de réparation en question.

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

Le 22 décembre 2017, nous avons conclu une entente visant la vente de nos contrats d'électricité au détail aux États-Unis dans le cadre de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2018, sous réserve de l'obtention de certaines autorisations réglementaires et autres.

RÉSULTATS FINANCIERS

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). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest[1]	**100**	74	71
Installations énergétiques de l'Est	**344**	349	389
Bruce Power	**434**	293	285
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada[1,2]	**878**	716	745
Amortissement	**(138)**	(145)	(193)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada	**740**	571	552
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis[3] (en dollars US)	**100**	394	411
Amortissement[4]	**—**	(109)	(106)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)	**100**	285	305
Incidence du change	**30**	92	85
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	**130**	377	390
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	**55**	58	14
Amortissement	**(13)**	(12)	(13)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	**42**	46	1
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires et d'autres charges[5]	**(33)**	(15)	(30)
BAII comparable du secteur de l'énergie	**879**	979	913
Postes particuliers :			
Gain (perte) sur les ventes d'actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	**484**	(844)	—
Gain à la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	**127**	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	**—**	(1 085)	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	**—**	(332)	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	**—**	—	(59)
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	**—**	—	(36)
Activités de gestion des risques	**62**	125	(37)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	**1 552**	(1 157)	781

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

2 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations dans Portlands Energy et Bruce Power.

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

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

5 Ces données comprennent une charge de dépréciation de 21 millions de dollars liée à du matériel devenu obsolète en 2017.

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a augmenté de 2 709 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016 et avait baissé de 1 938 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015. Il comprend les postes particuliers suivants :

- en 2017, un gain net de 484 millions de dollars (perte de 844 millions de dollars en 2016) avant les impôts se rapportant à la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, y compris un gain de 715 millions de dollars sur la vente de TC Hydro, une perte de 211 millions de dollars (829 millions de dollars en 2016) sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, ainsi que des coûts de cession de 20 millions de dollars avant les impôts (15 millions de dollars en 2016). Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- en 2017, un gain de 127 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- une dépréciation de 1 085 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Ravenswood en 2016. Par suite d'informations reçues au cours du processus de monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, nous avons déterminé que la juste valeur de Ravenswood n'était plus supérieure à sa valeur comptable;
- une charge de 332 millions de dollars avant les impôts en 2016, compte tenu d'une charge de dépréciation de 211 millions de dollars sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta, d'une perte de valeur de 29 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership et d'une perte de 92 millions de dollars sur le transfert des crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- une perte de 59 millions de dollars avant les impôts en 2015 au titre de la perte de valeur d'un équipement de turbine précédemment acheté pour un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé;
- une charge de 36 millions de dollars avant les impôts en 2015 liée au règlement par Bruce Power de sa dette en parallèle avec le regroupement des sociétés Bruce A et Bruce B;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur de certains instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (en millions de dollars, avant les impôts)	**2017**	**2016**	**2015**
Installations énergétiques au Canada	**11**	4	(8)
Installations énergétiques aux États-Unis	**39**	113	(30)
Stockage de gaz naturel	**12**	8	1
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	**62**	125	(37)

Les variations de ces gains et pertes non réalisés reflètent l'incidence des changements sur les prix à terme pour le gaz naturel et l'énergie et le volume de nos positions pour ces dérivés pour une certaine période. Cependant, elles 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'elles ne sont pas représentatives de nos activités sous-jacentes.

Les postes particuliers mentionnés ci-dessus ont été exclus de nos calculs du BAII comparable. Le solde du bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie est l'équivalent du BAII comparable qui, ainsi que le BAIIA comparable, sont examinés ci-dessous.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 1 030 millions de dollars en 2017 contre 1 281 millions de dollars en 2016, ce qui représente une diminution de 251 millions de dollars. Cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis imputable à la monétisation d'actifs de production au deuxième trimestre de 2017 et à la réduction progressive des activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis;
- l'augmentation du résultat de Bruce Power attribuable principalement à la hausse des volumes découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- l'augmentation du résultat des installations énergétiques de l'Ouest attribuable essentiellement à la résiliation des CAE en Alberta.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie s'était établi à 1 281 millions de dollars en 2016 contre 1 254 millions de dollars en 2015, ce qui représentait une augmentation de 27 millions de dollars. Cette hausse était attribuable essentiellement à l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés;
- le repli du résultat des installations énergétiques de l'Est en raison de la diminution des produits contractuels de Bécancour et de l'apport moindre provenant de la vente de la capacité de transport de gaz naturel inutilisée;
- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis;
- la réduction des dépenses consacrées à l'expansion des affaires en raison de la diminution des activités d'expansion des affaires;
- l'augmentation du résultat de Bruce Power attribuable principalement à la baisse de la charge d'amortissement découlant de la prolongation de la durée de vie utile de l'installation, de l'accroissement de notre participation et de la hausse des prix de vente réalisés, facteurs en partie annulés par la réduction des volumes et l'accroissement des coûts d'exploitation découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation;
- le raffermissement du dollar américain et de son effet positif sur l'incidence du change.

Résultats des installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 26 millions de dollars en 2017 comparativement à 2016, principalement grâce à la résiliation des CAE en Alberta. Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons résilié les CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness.

En 2016, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest avait été supérieur de 3 millions de dollars à celui de 2015, ce qui s'expliquait par la hausse des prix réalisés sur les volumes d'électricité produite, contrebalancée par les pertes réalisées sur les CAE au premier trimestre de 2016.

Installations énergétiques de l'Est

En 2017, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été inférieur de 5 millions de dollars à celui de 2016 en raison principalement de la baisse du résultat tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

En 2016, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est avait été inférieur de 40 millions de dollars à celui de 2015 à cause de la diminution des produits contractuels de Bécancour et du résultat moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 7 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016; il avait diminué de 48 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 par suite de la résiliation des CAE en Alberta en mars 2016.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. Bruce A et Bruce B se sont regroupées en décembre 2015, et l'information comparative de 2015 est présentée sur une base combinée qui reflète l'entité issue du regroupement. Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016	2015
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits	**1 626**	1 491	1 317
Charges d'exploitation	**(846)**	(870)	(707)
Amortissement et autres	**(346)**	(328)	(325)
BAIIA comparable et BAII comparable[1]	**434**	293	285
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales[2]	**90 %**	83 %	87 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	**221**	415	327
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	**49**	76	45
Volumes des ventes (en GWh)[1]	**24 368**	22 178	19 358
Prix de vente réalisés par MWh[3]	**67 $**	68 $	66 $

1 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,4 % dans Bruce Power (48,5 % en 2016), après la fusion exécutée le 4 décembre 2015; avant cette date, ces données tiennent compte de notre participation de 48,9 % dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B. Les volumes des ventes incluent la production réputée. Le BAIIA comparable de 2015 exclut une charge de règlement de la dette de 36 millions de dollars.

2 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale était disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation 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 liés aux activités de passation de contrats et les coûts transférables. Les prix excluent les gains et les pertes non réalisés liés aux activités de passation de contrats et les produits ne provenant pas de l'électricité.

Le BAIIA comparable de Bruce Power en 2017 a été supérieur de 141 millions de dollars à celui de 2016, principalement grâce à la hausse des volumes découlant d'un moins grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation.

Le BAIIA comparable de Bruce Power en 2016 avait été supérieur de 8 millions de dollars à celui de 2015. Cette progression était principalement attribuable à la baisse de la charge d'amortissement découlant de la prolongation de la durée de vie utile de l'installation de Bruce Power, à l'augmentation de notre participation et à l'accroissement des prix de vente réalisés, facteurs en partie annulés par la baisse des volumes et la hausse des charges d'exploitation résultant du nombre plus élevé de jours d'arrêt d'exploitation qu'en 2015.

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis

Au deuxième trimestre de 2017, nous avons mené à bien la vente de nos actifs de production d'électricité aux États-Unis et entamé la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information.

En 2016, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis avait été inférieur de 17 millions de dollars US à celui de 2015, un effet net :

- du recul des produits tirés de la capacité en raison du fléchissement des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de la capacité disponible moindre découlant de l'arrêt d'exploitation d'un réacteur à Ravenswood qui a duré de septembre 2014 à mai 2015, partiellement contrebalancé par les indemnités d'assurance, déduction faite des franchises;
- de la baisse des prix réalisés pour l'électricité et de la diminution de la production d'électricité par nos installations situées en Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancée par les coûts moins élevés du combustible;
- de la contraction des marges sur les ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel, contrebalancée par l'accroissement des ventes aux clients sur le marché de PJM;
- du résultat supérieur attribuable à l'acquisition de la centrale Ironwood, en février 2016;
- des indemnités d'assurance liées à un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood survenu en 2008.

Résultats des installations de stockage de gaz naturel et autres

Le BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel en 2017 a diminué de 3 millions de dollars par rapport à 2016, principalement en raison du rétrécissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

Le BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel en 2016 avait augmenté de 44 millions de dollars par rapport à 2015, principalement en raison de l'élargissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat comparable du secteur de l'énergie de 2018 devrait être inférieur à celui de 2017, essentiellement en raison de la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et de la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario vers la fin de 2017, de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis qui se poursuit et du nombre plus élevé de jours d'arrêt d'exploitation prévus à Bruce Power; la baisse du résultat sera en partie neutralisée par le résultat supplémentaire qui découlera de l'achèvement prévu de la centrale électrique de Napanee, en Ontario.

Depuis la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, la majeure partie de la production résiduelle du secteur de l'énergie est vendue au moyen de contrats à long terme.

Le résultat des installations énergétiques de l'Ouest de 2018 devrait être légèrement plus élevé que celui de 2017 grâce à un relèvement prévu des prix moyens au comptant et à un modeste accroissement de la production.

Le résultat des installations énergétiques de l'Est de 2018 devrait être un peu plus faible que celui de 2017 à cause de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en 2017, facteur qui sera en partie compensé par l'achèvement de la centrale électrique de Napanee, qui devrait commencer sa production commerciale au quatrième trimestre de 2018.

Notre quote-part du résultat de Bruce Power pour 2018 devrait être inférieure à celle de 2017, puisqu'il y aura davantage de jours d'arrêt d'exploitation prévus. Des travaux d'entretien prévus devraient avoir lieu aux réacteurs 1 et 4 de Bruce au premier semestre de 2018 et aux réacteurs 3 et 8 au second semestre de 2018. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2018 devrait se situer dans le haut de la fourchette des 80 %, comparativement à 90 % en 2017.

Enfin, le résultat tiré du stockage de gaz naturel devrait être plus bas en 2018 qu'il ne l'a été en 2017 en raison du rétrécissement prévu des écarts réalisés sur le stockage.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé un total de 0,4 milliard de dollars dans les projets d'investissement du secteur de l'énergie en 2017 et nous prévoyons engager environ 0,5 milliard de dollars à ce titre en 2018, principalement pour la centrale de Napanee.

En 2017, nous avons investi 0,3 milliard de dollars dans Bruce Power pour divers projets d'investissement et de maintenance, et nous prévoyons d'investir environ 0,5 milliard de dollars en 2018.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 91 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation, les risques SSE et les risques financiers.

Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché

Notre portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada et notre centrale de Coolidge, en Arizona, font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et ne sont, par conséquent, pas exposés à la fluctuation des prix au comptant de l'électricité et du gaz naturel. À l'échéance de ces contrats à long terme, nous ne savons pas si nous serons en mesure de renouveler les contrats selon des modalités semblables, et il se pourrait que nos actifs soient exposés aux fluctuations des prix des produits de base.

À l'heure actuelle, la plus grande partie de la production physique d'électricité de nos installations énergétiques de l'Ouest en Alberta et de leur consommation de carburant est exposée à la volatilité des prix des produits de base. Ce risque est atténué par les contrats à long terme et les activités de couverture. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats sont signés aux prix alors en vigueur sur le marché.

Notre entreprise de stockage de gaz naturel est assujettie aux fluctuations des écarts saisonniers des prix du gaz naturel, qui sont habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait.

Capacité disponible des centrales

L'optimisation et le maintien de la capacité disponible des installations sont essentiels au succès continu de l'entreprise d'énergie. Les arrêts d'exploitation imprévus ou les arrêts d'exploitation prévus prolongés peuvent entraîner un accroissement des frais d'entretien, une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes ainsi qu'une réduction des paiements de capacité et des marges. Il est également possible que nous devions acheter de l'électricité ou du gaz naturel sur le marché au comptant afin de nous acquitter de nos obligations de livraison.

Pour gérer un tel risque, nous investissons dans un personnel hautement qualifié, nous menons nos activités d'exploitation avec prudence, nous exécutons des programmes d'entretien préventif exhaustifs qui sont axés sur le risque et nous faisons des investissements rentables.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé au Canada et sur le marché réglementé en Arizona. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux, étatiques et provinciaux applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influer négativement sur les activités de production et de commercialisation de nos centrales. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché ou des caractéristiques du marché, d'une nouvelle interprétation et d'une nouvelle application de ces règles par les organismes de réglementation, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, des coûts relatifs aux émissions, d'imputations de coûts aux producteurs ou de la prise de mesures hors du marché par des tiers visant l'obtention d'un excédent de production, autant de facteurs qui auraient des incidences négatives sur les prix de l'électricité. En outre, nos projets d'aménagement sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation de ce processus pourrait influer négativement sur le calendrier et le coût des projets. Nous prenons une part active aux instances réglementaires officielles et informelles et exerçons nos droits en justice au besoin.

Conformité

Des règles de marché, des règlements et des normes d'exploitation régissent nos installations énergétiques et varient selon le territoire où celles-ci sont implantées. Nos activités de négociation et de commercialisation peuvent être soumises à une concurrence et à des règles de conduite équitables de même qu'à des règles particulières qui s'appliquent aux transactions physiques et financières effectuées sur les marchés déréglementés. De même, les activités de maintenance, la disponibilité des générateurs et la livraison de l'énergie et des produits connexes de nos centrales peuvent être assujetties à des normes opérationnelles et techniques particulières. Bien que nous déployions des efforts considérables pour nous conformer à toutes les exigences légales applicables, il se produit parfois des situations entraînant un risque lié à la conformité telles que des difficultés opérationnelles imprévues, un manque de clarté des règles à suivre et l'application ambiguë et imprévisible des exigences par les organismes de réglementation et les autorités de surveillance du marché. Le non-respect réputé de ces exigences pourrait entraîner l'obligation de prendre des mesures d'atténuation, l'imposition de peines pécuniaires, la limitation de nos activités d'exploitation, voire des poursuites.

Conditions météorologiques

Toute variation importante de la température ou tout autre événement météorologique est susceptible d'avoir de nombreuses répercussions sur notre entreprise, allant d'une incidence sur la demande, la capacité disponible et les prix des produits de base à l'efficacité et à la capacité de production. Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes peuvent avoir un effet sur la demande d'électricité et de gaz naturel sur les marchés et peuvent créer une grande volatilité. Les phénomènes météorologiques peuvent aussi limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel si la demande est supérieure à l'offre. Les variations saisonnières de la température peuvent réduire l'efficacité et la production de nos centrales alimentées au gaz naturel. Les variations de vitesse du vent peuvent avoir un effet sur le résultat de nos actifs éoliens.

Concurrence

Nous sommes confrontés à diverses forces concurrentielles qui ont une influence sur nos actifs existants et nos perspectives de croissance. Par exemple, nos centrales existantes devront faire concurrence au fil du temps à de nouvelles capacités énergétiques. Celles-ci pourraient prendre plusieurs formes, par exemple des approvisionnements qui utilisent des technologies de production d'énergie plus efficaces, qui proviennent de raccords de transmission régionaux ou encore des nouveaux approvisionnements sous forme de production distribuée. Nous sommes également confrontés à la concurrence des autres sociétés d'électricité en ce qui a trait à l'aménagement de nouvelles centrales électriques.

Siège social

Le tableau qui suit constitue 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). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
BAIIA et BAII comparables	**(21)**	18	(53)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	**(81)**	(116)	—
Gain de change – prêt intersociétés[1]	**63**	—	—
Coûts de restructuration	**—**	(22)	(99)
Perte sectorielle	**(39)**	(120)	(152)

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

La perte sectorielle du siège social de 2017 a été inférieure de 81 millions de dollars à celle de 2016 et inférieure de 32 millions de dollars en 2016 à celle de 2015.

En 2017, la perte sectorielle du siège social comprenait des coûts d'intégration et d'acquisition de 81 millions de dollars avant les impôts (116 millions de dollars en 2016) liés à l'acquisition de Columbia et un gain de change de 63 millions de dollars sur un prêt intersociétés libellé en pesos qui représente notre quote-part du financement du projet Sur de Texas. Il y a une perte de change correspondante incluse dans les intérêts créditeurs et autres au titre du prêt intersociétés qui contrebalance entièrement ce gain.

La perte sectorielle de 2016 et de 2015 comprenait les coûts de restructuration de 22 millions de dollars et de 99 millions de dollars, respectivement, décrits ci-dessous. Ces sommes ont été exclues du calcul du BAIIA et du BAII comparables.

Le BAIIA comparable de 2017 a été inférieur de 39 millions de dollars à celui de 2016, principalement à cause de l'accroissement des frais généraux et frais d'administration.

Le BAIIA comparable avait augmenté de 71 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, principalement en raison de la prise en compte, en 2015, d'une tranche des coûts de restructuration recouvrés par le truchement de nos mécanismes de tarification.

Restructuration et transformation de l'entreprise

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles. En raison de cette initiative, nous avons commencé à engager des coûts de restructuration se composant essentiellement d'indemnités de cessation d'emploi et de pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Nous avons donc comptabilisé une provision de 87 millions de dollars avant les impôts pour les indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et 2017 et les pertes futures attendues aux termes de contrats de location. En 2016 et en 2017, nous avons comptabilisé des provisions supplémentaires en raison de l'évolution des pertes futures attendues sur les contrats de location. L'évolution du passif lié à la restructuration s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	**Indemnités de cessation d'emploi**	**Contrats de location**	**Total**
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2015	60	27	87
Coûts de restructuration	—	44	44
Paiements en trésorerie	(24)	(8)	(32)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99
Coûts de restructuration	—	6	6
Paiements en trésorerie	(27)	(16)	(43)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2017	**9**	**53**	**62**

Le solde de la provision pour indemnités de cessation d'emploi au 31 décembre 2017 devrait être réglé au début de 2018.

Au total, au 31 décembre 2017, nous avions engagé relativement à cette transformation, déduction faite des montants recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires, des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 38 millions de dollars pour les obligations locatives.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Intérêts sur la dette à long et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	**(494)**	(452)	(437)
Libellés en dollars US	**(1 269)**	(1 127)	(911)
Incidence du change	**(379)**	(366)	(255)
	(2 142)	(1 945)	(1 603)
Intérêts divers et charge d'amortissement	**(99)**	(114)	(47)
Intérêts capitalisés	**173**	176	280
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	**(2 068)**	(1 883)	(1 370)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	**—**	(115)	—
Activités de gestion des risques	**(1)**	—	—
Intérêts débiteurs	**(2 069)**	(1 998)	(1 370)

Les intérêts débiteurs en 2017 ont augmenté de 71 millions de dollars par rapport à 2016, un effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2017 et en 2016, compensées en partie par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information;
- de la dette reprise lors de l'acquisition de Columbia, le 1er juillet 2016;
- de la diminution de la charge d'amortissement des frais d'émission de titres d'emprunt liés aux facilités de crédit-relais contractées pour l'acquisition de Columbia remboursées en entier en juin 2017;
- de la hausse de l'écart de conversion sur les intérêts débiteurs liés au montant plus élevé des emprunts libellés en dollars américains;
- du poste particulier de 115 millions de dollars en 2016 inclus dans les paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars sur les reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia et d'une tranche de 6 millions de dollars d'autres coûts liés à l'acquisition.

Les intérêts débiteurs en 2016 avaient augmenté de 628 millions de dollars par rapport à 2015, un effet net :

- du poste particulier de 115 millions de dollars en 2016 mentionné ci-dessus;
- des émissions de titres d'emprunt à long terme effectuées en 2016 et en 2015, compensées en partie par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains;
- de la dette prise en charge lors de l'acquisition de Columbia, le 1er juillet 2016;
- taux de change plus élevé sur les intérêts débiteurs liés à l'affaiblissement du dollar canadien et au montant plus élevé des titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- de la charge d'amortissement des frais d'émission de titres d'emprunt liés aux facilités de crédit-relais contractées pour l'acquisition de Columbia;
- de l'augmentation des frais financiers dus aux expéditeurs en 2016 sur les variations des produits nets du réseau principal au Canada;
- de la diminution des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL et aux projets connexes à la suite du refus de l'octroi du permis présidentiel des États-Unis le 6 novembre 2015, partiellement contrebalancée par la hausse des intérêts capitalisés à l'égard des projets de pipelines de liquides, des projets de GNL et de Napanee.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	**174**	181	119
Libellée en dollars US	**259**	181	137
Incidence du change	**74**	57	39
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**507**	419	295

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 2017 a été supérieure de 88 millions de dollars à celle de 2016, principalement en raison de l'investissement continu et des tarifs plus élevés à l'égard des projets acquis dans le cadre de l'acquisition de Columbia en 2016, de même que de la poursuite des investissements consacrés aux projets mexicains et au réseau de NGTL, facteurs en partie contrebalancés par la mise en service de Topolobampo, l'achèvement de la construction de Mazatlán et notre décision de renoncer au pipeline Énergie Est.

En 2016, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avait été supérieure de 124 millions de dollars à celle de 2015 en raison des dépenses en immobilisations consacrées aux projets des gazoducs au Mexique, d'Énergie Est et d'expansion du réseau de NGTL.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	**159**	71	(111)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	**—**	6	—
Perte de change – prêt intersociétés	**(63)**	—	—
Activités de gestion des risques	**88**	26	(21)
Intérêts créditeurs et autres	**184**	103	(132)

En 2017, les intérêts créditeurs et autres ont été supérieurs de 81 millions de dollars à ceux de 2016, un effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques en 2017 par rapport à 2016. Ces éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable;
- le recouvrement de 32 millions de dollars au titre des frais financiers sur les coûts du projet Coastal GasLink engagés et comptabilisés à l'abandon du projet de TGPR. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – Canada » pour un complément d'information;
- l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises;
- les gains réalisés moins élevés en 2017 qu'en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains;
- les intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change de 63 millions de dollars sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas. Les intérêts débiteurs et le gain de change correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique et du secteur Siège social, respectivement. Les deux montants liés au change sont exclus du résultat comparable.

En 2016, les intérêts créditeurs et autres avaient été supérieurs de 235 millions de dollars à ceux de 2015, un effet net :

- des gains réalisés en 2016 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains alors qu'en 2015, ce sont des pertes qui avaient été réalisées;
- des gains non réalisés sur les activités de gestion des risques en 2016 comparativement à des pertes en 2015. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- de l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises;
- des intérêts créditeurs sur le produit brut des reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia. Ces montants ont été exclus du résultat comparable.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	**(839)**	(841)	(903)
Postes particuliers :			
Ajustement au titre de la réforme fiscale aux États-Unis	**804**	—	—
Charge de dépréciation du projet Énergie Est	**302**	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	**22**	10	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	**9**	—	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	**7**	28	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	**6**	10	—
Gain net sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	**(177)**	(29)	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	**—**	429	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	**—**	88	—
Coûts de restructuration	**—**	6	25
Perte sur la vente de TC Offshore	**—**	1	39
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	**—**	—	795
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	**—**	—	16
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	**—**	—	9
Augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta	**—**	—	(34)
Activités de gestion des risques	**(45)**	(54)	19
Recouvrement (charge) d'impôts	**89**	(352)	(34)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2017 est restée équivalente à celle de 2016; elle reflète l'incidence nette de la hausse du résultat comparable ainsi que des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger et de celles des impôts transférés relativement aux activités réglementées.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable avait diminué de 62 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015, principalement en raison de la diminution en 2016 des impôts transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger, en partie contrebalancées par la hausse du résultat avant les impôts de 2016 par rapport à celui de 2015.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	**(238)**	(257)	(205)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	**—**	5	—
TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes	**—**	—	199
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	**(238)**	(252)	(6)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle et le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable ont diminué respectivement de 14 millions de dollars et de 19 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016, essentiellement par suite de notre acquisition des parts ordinaires résiduelles de CPPL en circulation dans le public en février 2017.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle avait augmenté de 246 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015 en raison de l'effet net d'une charge de 5 millions de dollars en 2016 au titre de la part des participations sans contrôle dans les frais de maintien en poste et les indemnités de cessation d'emploi découlant de l'acquisition de Columbia et d'une charge de dépréciation de 199 millions de dollars US inscrite par TC PipeLines, LP en 2015 au titre de sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. Ces deux éléments avaient été exclus du calcul du résultat comparable. Lors de la consolidation, nous avions repris la quote-part de 72 % attribuable à la participation sans contrôle de cette charge de dépréciation de TC PipeLines, LP qui s'est établie à 143 millions de dollars US, soit 199 millions de dollars CA. La charge de dépréciation de TC PipeLines, LP n'a pas été comptabilisée au niveau de la consolidation de TransCanada en raison de la valeur comptable moindre à laquelle nous comptabilisons Great Lakes. Consulter la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information sur le test de dépréciation auquel l'écart d'acquisition a été soumis.

En 2016, le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable avait progressé de 52 millions de dollars par rapport à 2015, en raison surtout de l'acquisition de Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle dans CPPL. La vente, à TC PipeLines, LP, de notre participation directe de 30 % dans GTN en avril 2015 et de notre participation de 49,9 % dans PNGTS en janvier 2016, ainsi que l'incidence du raffermissement du dollar américain sur le résultat équivalent de TC Pipelines, LP en dollars canadiens, avaient aussi contribué à la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par rapport à l'exercice précédent.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Dividendes sur les actions privilégiées	**(160)**	(109)	(94)

En 2017, le dividende déclaré sur les actions privilégiées a augmenté de 51 millions de dollars par rapport à 2016 par suite de l'émission d'actions privilégiées de série 13 et de série 15 en avril 2016 et en novembre 2016, respectivement. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information.

Situation financière

Nous nous efforçons de préserver une grande souplesse et de solides ressources financières pendant toutes les phases du cycle économique et de recourir à nos flux de trésorerie liés à l'exploitation pour soutenir notre entreprise, verser des dividendes et financer une partie de notre croissance. En outre, nous avons accès aux marchés financiers pour répondre à nos besoins de financement, gérer la structure du capital et maintenir notre cote de crédit. Il est possible d'obtenir plus de renseignements au sujet de l'incidence qu'a notre cote de crédit sur nos coûts de financement, nos liquidités et nos activités dans notre notice annuelle accessible sur le site Web de Sedar (www.sedar.com).

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers (notamment au moyen de nos programmes d'émission d'actions au cours du marché), à notre RRD, à la gestion du portefeuille, notamment le produit que nous recevons de TC PipeLines, LP en échange de la cession d'actifs pipeliniers de gaz naturel, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Le dessaisissement de nos gazoducs aux États-Unis en faveur de TC PipeLines, LP demeure une importante option financière qui cadre avec notre programme d'investissements de croissance, sous réserve des besoins réels en termes de financement, des conditions du marché, de l'attrait relatif des autres sources de capitaux ainsi que des approbations du conseil d'administration de TC PipeLines, LP et de notre conseil d'administration (le « conseil »).

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2017, notre actif total se chiffrait à 86,1 milliards de dollars, comparativement à 88,1 milliards de dollars au 31 décembre 2016. Cette diminution reflète avant tout la vente de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis pour rembourser le solde des facilités de crédit-relais ayant servi à mener à terme l'acquisition de Columbia en 2016, ainsi que la perte de valeur d'Énergie Est et des projets connexes. Ces montants ont été partiellement contrebalancés par les investissements continus.

Au 31 décembre 2017, notre passif total s'établissait à 59,2 milliards de dollars, comparativement à 60,9 milliards de dollars au 31 décembre 2016. Cette diminution reflète surtout une réduction nette de la dette à long terme, principalement attribuable à l'extinction du solde résiduel des facilités de crédit-relais ayant financé l'acquisition de Columbia, contrebalancée en partie par des émissions de billets subordonnés de rang inférieur et l'augmentation des billets à payer.

Au 31 décembre 2017, nous n'avions plus de parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat, alors que nous en détenions pour 1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2016 par suite de l'acquisition des parts ordinaires en circulation détenues dans le public de CPPL et de l'expiration des droits de résolution sur les parts ordinaires de TC PipeLines, LP.

Nos capitaux propres totalisaient 26,9 milliards de dollars au 31 décembre 2017, par rapport à 26,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016. Cette augmentation est principalement attribuable aux actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché et elle a été contrebalancée en partie par l'incidence de l'appréciation du dollar canadien sur la conversion de notre investissement net dans des établissements étrangers.

Structure du capital consolidé

Le tableau suivant présente un sommaire des composantes de notre structure du capital.

aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	**2017**	**Pourcentage du total**	**2016**	**Pourcentage du total**
Billets à payer	**1 763**	**3 %**	774	1 %
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	**34 741**	**50 %**	40 150	57 %
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**(1 089)**	**(2) %**	(1 016)	(1) %
Dette	**35 415**	**51 %**	39 908	57 %
Billets subordonnés de rang inférieur	**7 007**	**10 %**	3 931	6 %
Actions privilégiées	**3 980**	**6 %**	3 980	6 %
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires[1]	**22 911**	**33 %**	22 003	31 %
	69 313	**100 %**	69 822	100 %

1 Comprend nos participations sans contrôle.

Au 31 décembre 2017, nous avions des capacités inutilisées de 2,8 milliards de dollars, de 2,0 milliards de dollars et de 7,5 milliards de dollars US aux termes de nos capitaux propres, de notre dette au Canada et de prospectus préalables aux États-Unis respectivement, visant à faciliter l'accès futur aux marchés financiers.

Au 31 décembre 2017, nous respections toutes les clauses restrictives de nature financière. Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. Lorsqu'elles sont applicables, ces restrictions risquent d'avoir une incidence sur notre capacité de déclarer et de verser des dividendes sur nos actions ordinaires et privilégiées. De l'avis de la direction, aucune disposition de ce genre ne restreint présentement notre capacité de déclarer ou de verser des dividendes. De tels actes de fiducie et accords de crédit nous imposent par ailleurs diverses obligations de faire et de ne pas faire en plus d'exiger le maintien de certains ratios financiers.

Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument les flux de trésorerie consolidés de notre entreprise.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**5 230**	5 069	4 384
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(3 699)**	(18 783)	(4 879)
	1 531	(13 714)	(495)
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	**(1 419)**	14 007	744
	112	293	249
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**(39)**	(127)	112
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**73**	166	361

Au 31 décembre 2017, notre actif à court terme s'élevait à 4,7 milliards de dollars (8,1 milliards de dollars en 2016) et notre passif à court terme, à 9,9 milliards de dollars (7,7 milliards de dollars en 2016), ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,2 milliards de dollars, comparativement à un fonds de roulement excédentaire de 0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016. L'excédent au 31 décembre 2016 découlait principalement de la vente prochaine de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, dont la valeur comptable de 3,7 milliards de dollars avait été reclassée dans les actifs destinés à la vente au sein de l'actif à court terme. Si les actifs destinés à la vente n'avaient pas été reclassés dans les éléments à court terme au bilan, nous aurions présenté une insuffisance du fonds de roulement au 31 décembre 2016. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- de notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen de notre RRD et de nos programmes ACM;
- des facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 9,0 milliards de dollars reste inutilisée.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**5 230**	5 069	4 384
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	**273**	(248)	346
Fonds provenant de l'exploitation	**5 503**	4 821	4 730
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	**84**	283	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	**34**	52	—
Coûts de cession de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis	**20**	15	—
Coûts de restructuration	**—**	—	85
Fonds provenant de l'exploitation comparables	**5 641**	5 171	4 815
Dividendes sur les actions privilégiées	**(155)**	(100)	(92)
Distributions versées aux participations sans contrôle	**(283)**	(279)	(224)
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation			
– Recouvrables à même les droits futurs	**(1 364)**	(941)	(786)
– Autres	**(240)**	(310)	(256)
Flux de trésorerie distribuables comparables			
– Compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	**3 599**	3 541	3 457
– Compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	**4 963**	4 482	4 243
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire			
– Compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	**4,13 $**	4,67 $	4,88 $
– Compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	**5,69 $**	5,91 $	5,98 $

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

L'augmentation des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation par rapport à l'exercice précédent est surtout attribuable à la hausse du résultat comparable (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 23) et au moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu.

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. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR, voir la page 7.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 470 millions de dollars en 2017, comparativement à 2016; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement du BAIIA comparable (exclusion faite du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation) et à la hausse des distributions de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation et a été en partie contrée par l'augmentation des intérêts débiteurs et la capitalisation accrue des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 356 millions de dollars en 2016, comparativement à 2015; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement du BAIIA comparable (exclusion faite du bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation) et à la hausse des intérêts créditeurs et autres sous l'effet principalement des gains réalisés en 2016, alors que des pertes avaient été réalisées en 2015, et à la hausse des distributions de nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Ces montants ont été en partie contrés par l'augmentation des intérêts débiteurs sur la dette contractée et la dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Columbia, la diminution des intérêts capitalisés relativement à Keystone XL et la capitalisation plus importante des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

Flux de trésorerie distribuables comparables

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

L'augmentation des flux de trésorerie distribuables comparables par rapport à l'exercice précédent reflète principalement la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables, comme il est expliqué précédemment, et a été en partie contrebalancée par l'augmentation des investissements de maintien recouvrables dans les gazoducs au Canada et aux États-Unis. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire de l'exercice clos le 31 décembre 2017 tiennent compte également de l'effet dilutif des émissions d'actions ordinaires de 2016 et de 2017.

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

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
Gazoducs – Canada	**601**	323	347
Gazoducs – États-Unis	**749**	586	381
Pipelines de liquides	**19**	32	58
Autres	**235**	310	256
Dépenses d'investissement de maintien, y compris celles liées aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**1 604**	1 251	1 042

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**	**2015**
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	**(7 383)**	(5 007)	(3 918)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	**(146)**	(295)	(511)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(1 681)**	(765)	(493)
	(9 210)	(6 067)	(4 922)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	**—**	(13 608)	(236)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	**5 317**	6	—
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**362**	727	9
Montants reportés et autres	**(168)**	159	270
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(3 699)**	(18 783)	(4 879)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2016 et 2017, passant de 18,8 milliards de dollars à 3,7 milliards de dollars, en raison surtout de l'incidence nette des facteurs suivants :

- les acquisitions de Columbia et d'Ironwood en 2016;
- l'augmentation des dépenses d'investissement en 2017;
- le produit de la vente de nos actifs de production d'électricité aux États-Unis et de nos actifs d'énergie solaire en 2017;
- le recouvrement de coûts liés au projet de TGPR.

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement avaient augmenté entre 2015 et 2016, passant de 4,9 milliards de dollars à 18,8 milliards de dollars, en raison surtout des acquisitions de Columbia et d'Ironwood et de l'augmentation des dépenses d'investissement, ces facteurs ayant été en partie neutralisés par les distributions reçues de Bruce Power relativement à ses émissions de titres d'emprunt.

Dépenses d'investissement[1]

Le tableau qui suit résume les dépenses d'investissement par secteur.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Gazoducs – Canada	**2 181**	1 525	1 596
Gazoducs – États-Unis	**3 830**	1 522	537
Gazoducs – Mexique	**1 954**	1 142	566
Pipelines de liquides	**529**	1 137	1 601
Énergie	**675**	708	558
Siège social	**41**	33	64
	9 210	6 067	4 922

1 Les dépenses d'investissement comprennent les dépenses en immobilisations visant la capacité, les dépenses d'investissement de maintien, les projets d'investissement en cours d'aménagement et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Dépenses en immobilisations

En 2017, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion des gazoducs de Columbia Gas, de Columbia Gulf, du réseau de NGTL et du réseau principal de gazoducs au Canada, de la construction de gazoducs au Mexique et de la centrale électrique de Napanee, ainsi que des entrées d'immobilisations et de l'entretien relativement au pipeline d'ANR.

En 2016, nos dépenses en immobilisations avaient été principalement engagées aux fins de l'expansion des gazoducs de Columbia Gas et de Columbia Gulf à compter de leur date d'acquisition et l'expansion du réseau de NGTL, du réseau principal au Canada et d'ANR, ainsi que la construction des gazoducs au Mexique, du pipeline Northern Courier et de la centrale électrique de Napanee.

En 2015, nos dépenses en immobilisations avaient été engagées d'abord pour les activités d'expansion du réseau de NGTL, du réseau principal au Canada et d'ANR, ainsi que la construction de nos gazoducs au Mexique, du pipeline Northern Courier et de la centrale électrique de Napanee.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés chaque année pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement les dépenses liées à Énergie Est et aux projets de gazoducs de GNL.

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

L'augmentation des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2016 par rapport à 2015 découlait principalement de nos investissements dans Bruce Power, Grand Rapids et Sur de Texas.

Acquisitions et ventes d'actifs

Le 19 décembre 2017, nous avons conclu la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario pour un produit d'environ 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Le 25 juillet 2017, on nous a informés que PNW LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL. Nous avons donc reçu un paiement de 0,6 milliard de dollars de Progress Energy en octobre 2017 en remboursement intégral des coûts et des frais financiers.

Le 2 juin 2017, TransCanada a conclu la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit brut de quelque 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

En 2016, nous avons conclu les transactions suivantes :

- nous avons acquis la totalité de Columbia pour une contrepartie de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie;
- nous avons acquis la centrale électrique Ironwood pour une contrepartie en trésorerie de 653 millions de dollars US, compte tenu des ajustements postérieurs à l'acquisition;
- nous avons acquis une participation supplémentaire de 5,52 % dans Iroquois pour un prix d'achat total de 61 millions de dollars US;
- nous avons vendu TC Offshore pour 6 millions de dollars.

Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont essentiellement attribuables à notre quote-part des financements de Bruce Power visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. En 2017, Bruce Power a émis des billets de premier rang sur les marchés financiers, ce qui a donné lieu pour nous à des distributions de 362 millions de dollars que nous avons reçues. En 2016, Bruce Power avait émis des billets de premier rang sur les marchés financiers et fait des prélèvements sur la facilité de crédit bancaire, ce qui avait donné lieu à des distributions de 725 millions de dollars que nous avons reçues.

(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Billets à payer émis (remboursés), montant net	**1 038**	(329)	(1 382)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	**3 643**	12 333	5 045
Remboursements sur la dette à long terme	**(7 085)**	(7 153)	(2 105)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	**3 468**	1 549	917
Dividendes et distributions versés	**(1 777)**	(1 815)	(1 762)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	**274**	7 747	27
Actions ordinaires rachetées	**—**	(14)	(294)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	**—**	1 474	243
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	**225**	215	55
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	**(1 205)**	—	—
(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement	**(1 419)**	14 007	744

En 2017, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont diminué de 15,4 milliards de dollars par rapport à 2016, en raison surtout d'importantes activités de financement, notamment les émissions d'actions ordinaires, liées au financement de l'acquisition de Columbia comprenant un paiement de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie en 2016 et de l'acquisition des parts ordinaires en circulation de CPPL en 2017 pour 921 millions de dollars US qui, en tant que transaction entre entités sous contrôle commun, a été comptabilisée dans les capitaux propres.

En 2016, les rentrées nettes liées aux activités de financement avaient augmenté de 13,3 milliards de dollars par rapport à 2015, en raison surtout des émissions de titres d'emprunt à long terme (déduction faite des titres d'emprunt à long terme remboursés) ainsi que des émissions d'actions ordinaires, de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées effectuées en 2016 pour assurer le financement de l'acquisition de Columbia.

Les principales transactions prises en compte dans nos activités de financement sont analysées plus en détail ci-après.

Émission de titres d'emprunt à long terme

En 2017, TCPL a émis des billets de premier rang non garantis d'un montant de 700 millions de dollars US portant intérêt à un taux fixe de 2,125 %, ainsi que des billets de premier rang non garantis supplémentaires d'un montant de 550 millions de dollars US portant intérêt à un taux variable et échéant en novembre 2019.

En 2017, TCPL a émis des billets à moyen terme d'un montant de 700 millions de dollars échéant en septembre 2047 et portant intérêt à un taux fixe de 4,33 %, ainsi que des billets à moyen terme supplémentaires d'un montant de 300 millions de dollars échéant en mars 2028 et portant intérêt à un taux fixe de 3,39 %.

Le produit net des émissions susmentionnées a servi à des fins générales, à financer notre programme d'investissement et à rembourser la dette existante.

En 2017, TC PipeLines, LP a émis des billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions de dollars US échéant en mai 2027 et portant intérêt à un taux fixe de 3,90 %. Le produit net de cette émission a servi principalement au financement de l'acquisition par TC PipeLines, LP de participations dans PNGTS et Iroquois.

Pour plus de renseignements sur les émissions de titres d'emprunt à long terme en 2017, en 2016 et en 2015, voir la note 17 des états financiers consolidés intitulée « Dette à long terme ».

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le produit de la vente de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis a servi à rembourser 3,7 milliards de dollars US sur les facilités de crédit-relais d'acquisition en 2017. À l'origine, les facilités avaient été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia.

En 2017, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 1,0 milliard de dollars US portant intérêt à un taux fixe de 1,625 % et des billets à moyen terme d'un montant de 300 millions de dollars portant intérêt à un taux fixe de 5,10 % et des débentures d'un montant de 100 millions de dollars portant intérêt à un taux fixe de 9,80 %.

En 2018, TCPL a remboursé des billets de premier rang non garantis d'un montant de 500 millions de dollars US portant intérêt à un taux fixe de 1,875 % et des billets de premier rang non garantis de 250 millions de dollars US portant intérêt à un taux variable.

Pour plus de renseignements sur les remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2017, en 2016 et en 2015, voir la note 17 des états financiers consolidés intitulée « Dette à long terme ».

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

En mai 2017, TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue de TCPL, a émis des billets de fiducie de la série 2017-B pour un montant de 1,5 milliard de dollars à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 4,65 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars, assortis d'un taux initial fixe de 4,90 %, y compris des frais d'administration de 0,25 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 18 mai 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

En mars 2017, la fiducie a émis des billets de fiducie de la série 2017-A pour un montant de 1,5 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,30 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 5,55 %, y compris des frais d'administration de 0,25 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 mars 2027, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

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

privilégiées de TCPL s'il se produit certains cas de faillites et d'insolvabilité. Toutes ces actions privilégiées auraient égalité de rang avec toutes les autres actions privilégiées de premier rang en circulation de TCPL.

Pour plus de renseignements sur les billets subordonnés de rang inférieur, voir la note 18 des états financiers consolidés intitulée « Billets subordonnés de rang inférieur ».

Régime de réinvestissement des dividendes

Le 1er juillet 2016, la société a réinstauré l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé aux termes de son RRD. Selon ce régime, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TransCanada. Ces actions ordinaires sont émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 % par rapport aux cours du marché sur une période donnée. Sur les dividendes déclarés en 2017, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 36 % (39 % en 2016), ce qui a donné lieu à l'émission de 791 millions de dollars (363 millions de dollars en 2016) d'actions ordinaires.

Programme d'émission au cours du marché de TransCanada Corporation

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme au cours du marché qui nous permet d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York 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, en vigueur pour une période de 25 mois, sera utilisé au besoin pour nous permettre de gérer la structure du capital de la société au fil du temps. Le montant brut des ventes aux termes du programme est limité à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains. En décembre 2017, des actions ordinaires d'un montant de 3,5 millions d'actions ordinaires ont été émises aux termes du programme à un prix moyen de 63,03 $ l'action, pour un produit brut de 218 millions de dollars. Les commissions et les frais connexes se sont élevés à environ 2 millions de dollars, ce qui s'est traduit par un produit net de 216 millions de dollars.

Actions ordinaires émises aux termes de placements publics et reçus de souscription

En novembre 2016, nous avons émis 60,2 millions d'actions ordinaires au prix de 58,50 $ l'action pour un produit totalisant environ 3,5 milliards de dollars. Le produit du placement a servi à rembourser une partie des facilités de crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US utilisées pour financer en partie la clôture de l'acquisition de Columbia.

En avril 2016, nous avons émis 96,6 millions de reçus de souscription permettant à chaque porteur d'obtenir une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de Columbia pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 $ le reçu, pour un produit total de 4,4 milliards de dollars. Le 1er juillet 2016, les reçus de souscription ont été automatiquement échangés contre des actions ordinaires de TransCanada, conformément aux modalités de la convention régissant les reçus de souscription, et radiés de la TSX. Les porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016 et le 30 juin 2016 ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, un versement en trésorerie équivalent aux dividendes déclarés relativement à chaque action ordinaire.

Pour plus de renseignements sur les actions ordinaires et les reçus de souscription émis, y compris les paiements d'équivalent de dividendes, voir la note 20 des états financiers consolidés intitulée « Actions ordinaires ».

Actions ordinaires rachetées

En novembre 2015, nous avons annoncé l'approbation par la TSX de notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités, visant le rachat, aux fins d'annulation, d'au plus 21,3 millions d'actions ordinaires, représentant 3 % de nos actions ordinaires émises et en circulation. Dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, qui a pris fin en novembre 2016, nous avons racheté 7,1 millions d'actions ordinaires au prix moyen de 43,36 $ par action par l'intermédiaire de la TSX et d'autres bourses et marchés publiés désignés au Canada, ou encore par le truchement d'achats par blocs de titres hors bourse de gré à gré.

Émission, rachat et conversion d'actions privilégiées

Aucune action privilégiée n'a été émise en 2017.

En novembre 2016, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 40 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux minimal ajusté de série 15 au prix de 25 $ l'action, pour un produit brut de 1,0 milliard de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 15 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 15 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 16 le 31 mai 2022 et le dernier jour ouvrable de mai tous les cinq ans par la suite.

En avril 2016, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 20 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux minimal ajusté de série 13 au prix de 25 $ l'action, pour un produit brut de 500 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées de série 13 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 13 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 14 le 31 mai 2021 et le dernier jour ouvrable de mai tous les cinq ans par la suite.

En février 2016, les porteurs de 1,3 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6 et ont eu droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 1,54 %. Ce taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 5 restantes a été ajusté pour une période de cinq ans au taux de 2,263 % par an et il sera ajusté tous les cinq ans par la suite.

Le produit net des émissions susmentionnées d'actions privilégiées a servi à des fins générales et a permis de réduire les emprunts à court terme de la société ayant servi à financer notre programme d'investissement.

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir la note 21 des états financiers consolidés intitulée « Actions privilégiées ».

Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP

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

TC PipeLines, LP

Programme d'émission d'actions au cours du marché

Aux termes du programme ACM de TC PipeLines, LP, cette dernière peut, à l'occasion, offrir et vendre des parts ordinaires dans le cadre de transactions ordinaires avec des courtiers à la Bourse de New York aux cours du marché, de transactions en bloc ou de toute autre transaction convenue entre TC PipeLines, LP et un ou plusieurs de ses mandataires. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminue à chacune des émissions d'actions dans le cadre du programme ACM.

En 2017, 3,1 millions (3,1 millions en 2016) de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 173 millions de dollars US (164 millions de dollars US en 2016). Au 31 décembre 2017, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,7 % (26,8 % en 2016) compte tenu des émissions réalisées aux termes du programme ACM et de leur effet dilutif.

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC PipeLines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs de 1,6 million de parts ordinaires émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme au cours du marché pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC PipeLines, LP. Tous les droits de résolution ont expiré en 2017 et aucun porteur de parts n'a revendiqué son droit de résolution ni tenté de l'exercer avant la date d'expiration.

Dessaisissement d'actifs

Le 1er juin 2017, nous avons conclu la vente à TC PipeLines, LP d'une tranche de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois, assortie d'une option de vente de la participation résiduelle de 0,66 % à une date ultérieure. En parallèle, nous avons conclu la vente de notre participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP. Le produit total de ces transactions s'est élevé à 765 millions de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le produit se compose d'une contrepartie en trésorerie de 597 millions de dollars US et d'un montant de 168 millions de dollars US qui correspond à la quote-part de la dette d'Iroquois et de PNGTS.

En janvier 2016, nous avons conclu la vente d'une participation de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP en contrepartie de 223 millions de dollars US. Le produit se composait d'une somme de 188 millions de dollars US en trésorerie et de la prise en charge de notre quote-part de la dette de PNGTS de 35 millions de dollars US.

Information sur les actions

au 12 février 2018		
Actions ordinaires	**Émises et en circulation**	
	885 millions	
Actions privilégiées	**Émises et en circulation**	**Pouvant être converties en**
Série 1	9,5 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	12,5 millions	Actions privilégiées de série 1
Série 3	8,5 millions	Actions privilégiées de série 4
Série 4	5,5 millions	Actions privilégiées de série 3
Série 5	12,7 millions	Actions privilégiées de série 6
Série 6	1,3 million	Actions privilégiées de série 5
Série 7	24 millions	Actions privilégiées de série 8
Série 9	18 millions	Actions privilégiées de série 10
Série 11	10 millions	Actions privilégiées de série 12
Série 13	20 millions	Actions privilégiées de série 14
Série 15	40 millions	Actions privilégiées de série 16
Options permettant d'acheter des actions ordinaires	**En circulation**	**Pouvant être exercées**
	11 millions	7 millions

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir la note 21 des états financiers consolidés intitulée « Actions privilégiées ».

Dividendes

exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	**2,50 $**	2,26 $	2,08 $
par action privilégiée de série 1	**0,8165 $**	0,8165 $	0,8165 $
par action privilégiée de série 2	**0,62138 $**	0,60648 $	0,6299 $
par action privilégiée de série 3	**0,538 $**	0,538 $	0,769 $
par action privilégiée de série 4	**0,46138 $**	0,44648 $	0,2269 $
par action privilégiée de série 5	**0,56575 $**	0,56575 $	1,10 $
par action privilégiée de série 6	**0,55275 $**	0,50648 $	—
par action privilégiée de série 7	**1,00 $**	1,00 $	1,00 $
par action privilégiée de série 9	**1,0625 $**	1,0625 $	1,0625 $
par action privilégiée de série 11	**0,95 $**	1,1875 $	0,704 $
par action privilégiée de série 13	**1,375 $**	1,18525 $	—
par action privilégiée de série 15	**1,225 $**	0,3323 $	—

Facilités de crédit

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

Au 12 février 2018, nous disposions de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 10,9 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 prorogeables				
3,0 milliards $	3,0 milliards $	TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2022
2,0 milliards $ US	2,0 milliards $ 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 $ US	0,9 milliard $ US	TCPL USA	Utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2018
1,0 milliard $ US	1,0 milliard $ US	Columbia	Utilisée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL	Décembre 2018
0,5 milliard $ US	0,5 milliard $ US	TAIL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TAIL et à des fins générales, garantie par TCPL	Décembre 2018
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
1,9 milliard $	0,4 milliard $	TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue
5,0 milliards de pesos mexicains	4,8 milliards de pesos mexicains	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

Au 12 février 2018, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à montant additionnel de 0,5 milliard de dollars.

Obligations contractuelles

Nos obligations contractuelles comprennent la dette à long terme, les contrats de location-exploitation, les obligations d'achat et les autres passifs engagés dans le cours des affaires, tels que les montants liés à nos responsabilités en matière d'environnement, aux régimes de retraite et aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite des employés.

Paiements exigibles (par période)

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	**Total**	**Moins de 1 an**	**De 1 an à 3 ans**	**De 4 à 5 ans**	**Plus de 5 ans**
Billets à payer	1 763	1 763	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	41 748	2 866	6 024	4 014	28 844
Contrats de location-exploitation[1]	790	71	145	133	441
Obligations d'achat	4 260	2 292	647	310	1 011
	48 561	6 992	6 816	4 457	30 296

1 Versements futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location.

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

À la fin de 2017, la dette à long terme s'élevait à 34,7 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 7,0 milliards de dollars, comparativement à 40,2 milliards de dollars et à 3,9 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2016.

Le total des billets à payer était de 1,8 milliard de dollars à la fin de 2017, contre 0,8 milliard de dollars à la fin de 2016.

Nous nous efforçons d'uniformiser le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée de notre dette à long terme et de nos billets subordonnés de rang inférieur jusqu'à leur échéance finale est de 20 ans, la majeure partie ayant une échéance supérieure à cinq ans.

Paiements d'intérêt

Les paiements d'intérêt prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2017 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	**Total**	**Moins de 1 an**	**De 1 an à 3 ans**	**De 4 à 5 ans**	**Plus de 5 ans**
Dette à long terme	21 364	1 722	3 071	2 586	13 985
Billets subordonnés de rang inférieur	23 047	374	750	750	21 173
	44 411	2 096	3 821	3 336	35 158

Contrats de location-exploitation

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un an à 25 ans.

Obligations d'achat

Nous avons contracté des obligations d'achat négociées aux prix du marché et dans le cours normal des affaires, y compris des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations relativement à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Paiements exigibles (par période)[1]

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Gazoducs – Canada					
Transport par des tiers[2]	889	82	161	139	507
Dépenses d'investissement[3]	307	306	1	—	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers[2]	762	156	184	117	305
Dépenses d'investissement[3]	397	387	9	1	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement[3]	743	687	56	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement[3]	70	70	—	—	—
Autres	26	5	9	6	6
Énergie					
Achats de produits de base	243	156	87	—	—
Dépenses d'investissement[3]	434	378	56	—	—
Autres[4]	306	31	47	36	192
Siège social					
Dépenses d'investissement[3]	83	34	37	11	1
	4 260	2 292	647	310	1 011

1 Les montants dans ce tableau ne tiennent pas compte des contributions pour la capitalisation de nos régimes de retraite.

2 Les taux de demande peuvent changer. Les obligations contractuelles sont basées sur les volumes de la demande seulement et ne tiennent pas compte des charges variant en fonction des volumes de livraison.

3 Les montants comprennent principalement les dépenses en immobilisations et les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation destinés à des projets d'investissement; ce sont des estimations qui subissent l'influence de la variabilité selon le moment de la construction et des besoins du projet.

4 Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport de carburant.

Perspectives

Nous aménageons des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement de 47 milliards de dollars. Les actifs d'infrastructure de longue durée visés par le programme sont appuyés par des conventions commerciales à long terme ou des modèles d'exploitation réglementés axés sur les coûts de service et, une fois en service, ils devraient générer une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 47 milliards de dollars comprend un montant de 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 24 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à plus long terme bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial, qui doivent tous faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. Nous prévoyons financer ce portefeuille par la croissance de nos flux de trésorerie autogénérés et une combinaison d'autres options de financement comprenant :

- des titres d'emprunt de premier rang;
- du financement de projets;
- des actions privilégiées;
- des titres hybrides;
- d'autres cessions de nos actifs pipeliniers américains de gaz naturel à TC PipeLines, LP;
- la vente d'actifs;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers;
- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre RRD;
- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de nos programmes ACM, au besoin;
- ou encore des émissions distinctes d'actions ordinaires.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti les obligations relativement aux services de construction au cours de la construction du gazoduc. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2020.

Au 31 décembre 2017, notre quote-part du risque découlant de la garantie du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 315 millions de dollars. La valeur comptable en est estimée à 2 millions de dollars.

Bruce Power

Avec notre partenaire d'investissement, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons garanti solidairement l'obligation financière conditionnelle de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power expirera en 2018.

Au 31 décembre 2017, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars. La valeur comptable en était d'environ 1 million de dollars.

Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement ou conjointement et solidairement la performance financière de ces entités. Les ententes de garantie comprennent des garanties et des lettres de crédit s'inscrivant principalement dans le contexte de l'acheminement du gaz naturel, des services de construction, y compris les conventions d'achat, et du paiement des obligations. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2059.

Au 31 décembre 2017, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à 104 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à environ 13 millions de dollars. Dans certains cas, si nous effectuons un paiement supérieur à notre quote-part, compte tenu de notre participation, l'écart doit être remboursé par nos associés.

La valeur comptable de ces garanties a été incluse dans les autres passifs à long terme.

OBLIGATIONS – RÉGIMES DE RETRAITE ET RÉGIMES D'AVANTAGES SOCIAUX POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

Nous nous attendons à capitaliser en 2018 environ 98 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, environ 7 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et environ 45 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. De plus, nous prévoyons fournir une lettre de crédit de 27 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2017, nous avons capitalisé 163 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 7 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 42 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous avons également fourni en faveur du régime de retraite à prestations déterminées canadien une lettre de crédit de 27 millions de dollars pour remplir les exigences de solvabilité.

Perspectives

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite sera effectuée en date du 1er janvier 2018. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2017 pendant encore plusieurs années, ce qui nous permettra d'amortir les déficits de solvabilité et de parer aux coûts de capitalisation habituels.

Le coût net des régimes de retraite à prestations déterminées et des autres régimes d'avantages postérieurs à la retraite a été ramené de 116 millions de dollars en 2016 à 106 millions de dollars en 2017, en raison surtout des rendements plus élevés que nous nous attendons à tirer des actifs du régime, partiellement neutralisés par les charges de règlement pour 2017.

Les coûts nets futurs des avantages sociaux et le montant de la capitalisation dépendront toutefois de divers facteurs, notamment :

- des taux d'intérêt;
- des rendements réels des actifs des régimes;
- des modifications de la conception des régimes et des hypothèses actuarielles;
- des résultats réels des régimes par rapport aux projections;
- des modifications des règlements et des lois portant sur les régimes de retraite.

Selon nous, les accroissements requis du niveau de capitalisation des régimes ne devraient pas avoir d'incidence significative sur notre situation de trésorerie.

Autres renseignements

RISQUES ET GESTION DES RISQUES

La gestion des risques fait partie intégrante de l'exploitation réussie de notre entreprise. Notre stratégie consiste à faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques.

Nous gérons les risques au moyen d'un processus d'évaluation centralisé qui nous permet de repérer et de caractériser les risques susceptibles d'avoir une incidence significative sur nos objectifs stratégiques. L'évaluation des risques est intégrée à nos processus décisionnels à tous les niveaux.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil d'administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques, ce qui consiste notamment à vérifier que des systèmes de gestion adéquats sont en place afin de gérer les risques, y compris la surveillance par le conseil des politiques, programmes et pratiques de gestion des risques. D'autres comités du conseil sont chargés de surveiller des risques particuliers :

- le comité des ressources humaines encadre le renouvellement des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération pour assurer la concordance de nos pratiques en matière de rémunération avec notre stratégie globale;
- le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement veille aux risques relatifs à l'environnement et à la sécurité d'exploitation;
- le comité d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction.

L'équipe de la haute direction a la responsabilité d'élaborer et de mettre en œuvre des plans et mesures de gestion des risques. La rémunération des membres de cette équipe tient compte d'une gestion des risques efficace.

Les risques généraux auxquels notre société est exposée sont résumés ci-après. Les risques particuliers à chaque secteur d'exploitation sont présentés avec l'exposé du secteur.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Interruption des activités		
Les risques opérationnels tels que les conflits de travail, les pannes ou défaillances de matériel, les actes de terrorisme ou de sabotage et les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques.	Ces risques sont susceptibles de réduire les produits, d'accroître les coûts d'exploitation ou d'entraîner des frais juridiques ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes qui ne sont pas couvertes par l'assurance peuvent avoir une incidence négative sur les activités d'exploitation, les flux de trésorerie et la situation financière.	Nous disposons de systèmes de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises afin d'assurer l'efficacité de notre intervention pour réduire les pertes et les blessures et pour améliorer notre capacité de reprendre nos activités d'exploitation. Nous disposons également d'un programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise pour assurer la continuité des processus. Nous disposons d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer certains de ces risques, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.
Réputation et relations		
Aux fins de nos activités et de nos perspectives de croissance, nous devons entretenir des relations étroites avec nos principales parties prenantes, telles que, les collectivités autochtones, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales. Une mauvaise gestion des attentes et des enjeux qui importent à nos parties prenantes, y compris en ce qui concerne les changements climatiques, pourrait entacher notre réputation et nuire à notre capacité d'exercer nos activités et de prendre de l'expansion ainsi qu'à notre accès continu à des sources de financement.	Notre réputation auprès de nos parties prenantes, notamment les collectivités autochtones, peut avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation et nos projets, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général. Si les investisseurs en viennent à avoir une perception négative de nos infrastructures énergétiques, cela pourrait entraver notre accès à des capitaux d'investissement dans l'avenir.	Le cadre de mobilisation des parties prenantes guide nos activités de mobilisation des parties prenantes. Nos quatre valeurs fondamentales, l'intégrité, la collaboration, la responsabilité et la sécurité, sont au cœur de notre engagement envers les parties prenantes et nous guident dans nos interactions avec elles. Nous avons aussi élaboré des programmes et des politiques à l'intention expresse des parties prenantes, qui définissent nos exigences, évaluent les risques et garantissent la conformité aux lois et aux politiques.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Coûts de réalisation et coûts en capital		
Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes fondés sur l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.	Bien que nous tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous assumons le risque lié au dépassement des coûts en capital et au calendrier pouvant avoir une incidence sur le rendement du projet.	Notre programme de gouvernance de projets vient appuyer la réalisation des projets et l'excellence opérationnelle. Le programme est harmonisé avec le système de gestion opérationnelle de TransCanada qui établit un cadre et des normes en vue d'optimiser la réalisation des projets et d'assurer que leur exécution se fait dans le respect des délais et du budget. Nous préférons établir une structure contractuelle pour nos projets afin de recouvrer les coûts d'aménagement si un projet est abandonné et que des dépassements de coûts surviennent. Cependant, dans le cas de certains contrats, nous partageons ou assumons le coût de ces risques.
Cybersécurité		
Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. Nous devons toujours composer avec les risques liés à la cybersécurité et nous pourrions être exposés à divers événements touchant la cybersécurité dirigés contre notre technologie de l'information. Les méthodes employées pour obtenir des accès non autorisés, désactiver ou dégrader des services ou encore saboter des systèmes sont en constante évolution et il peut être difficile de les prévoir ou de les détecter longtemps d'avance.	Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.	Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette stratégie est examinée et actualisée régulièrement, et un rapport sur l'état de notre programme de cybersécurité est présenté au comité d'audit chaque trimestre. Ce programme comprend l'évaluation des risques en matière de cybersécurité, la surveillance en continu des réseaux et des autres sources d'information pour déceler les éventuelles menaces visant l'organisation, des plans et des processus complets d'intervention en cas d'incidents et un programme de sensibilisation à la cybersécurité à l'intention des employés. Nous avons souscrit une assurance contre les pertes raisonnablement prévisibles imputables aux dommages causés à nos installations et les pertes subies par d'autres par suite d'un événement touchant la cybersécurité.

Santé, sécurité et environnement

Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement (le « comité SSE ») du conseil supervise le risque opérationnel, la sécurité des personnes et des processus, la sécurité du personnel et les risques environnementaux et veille au respect de nos programmes de SSE par des rapports réguliers de la direction. Nous avons recours à un système de gestion intégré qui définit un cadre de gestion de ces risques et qui nous permet de saisir, d'organiser, de documenter, de suivre et d'améliorer nos politiques, programmes et procédures en la matière.

Notre système de gestion est fondé sur les normes internationales et se conforme aux normes consensuelles extérieures de l'industrie et aux programmes volontaires, et respecte les exigences législatives applicables. Il suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre volets principaux :

- la planification – évaluation du risque et de la réglementation, fixation des objectifs et des cibles, définition des rôles et des responsabilités;
- la mise en application – conception et mise en application des programmes, procédures et normes de gestion du risque opérationnel;
- la production de rapports – production de rapports d'incidents et enquêtes connexes, suivi de la performance;
- l'action – activités de contrôle et examen de la performance par la direction.

Le comité SSE examine la performance en SSE et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des rapports détaillés sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSE;
- la performance d'exploitation et l'entretien préventif;
- les programmes visant l'intégrité des actifs;
- le degré de préparation aux situations d'urgence, les mesures d'intervention en cas d'incident et l'évaluation des incidents;
- les paramètres de rendement quant à la sécurité des personnes et des processus;

- notre programme environnemental;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la conformité connexe, notamment en ce qui concerne l'environnement.

Santé et sécurité

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos infrastructures énergétiques et pipelinières demeurent hautement prioritaires. Tous les nouveaux éléments d'actif sont conçus, construits et exploités en tenant pleinement compte des questions de sécurité et d'intégrité, et leur mise en service n'a lieu qu'une fois remplies toutes les exigences imposées.

En 2017, nous avons engagé 1,1 milliard de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 252 millions de dollars de plus qu'en 2016, en raison du plus grand nombre d'inspections en conduite et de l'accroissement de la capacité disponible du réseau. Par ailleurs, les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction des résultats des évaluations annuelles du risque que représentent les réseaux ainsi que de l'étude des renseignements obtenus lors de récentes inspections et activités de maintenance.

Nos dépenses d'exploitation du secteur de l'énergie liées à la sécurité et nos différents programmes d'intégrité nous permettent de réduire les risques pour les employés et le public, l'équipement et l'environnement immédiat et d'éviter toute perturbation dans les services énergétiques offerts à nos clients.

Ainsi qu'il est décrit sous la rubrique « Interruption des activités » ci-dessus, nous avons établi un ensemble de procédures afin de pouvoir gérer nos interventions en cas de catastrophes naturelles et de sinistres tels que des incendies de forêt, des tornades, des tremblements de terre, des inondations, des éruptions volcaniques et des ouragans. Ces procédures font partie de notre programme de gestion des urgences. Elles visent à assurer la protection de la santé et la sécurité de nos employés, à réduire les risques pour le grand public et à atténuer les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement.

Risques, respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Nous avons établi un programme environnemental afin de réduire au minimum les éventuels effets négatifs de nos activités sur l'environnement. Ce programme définit nos obligations aux fins de la gestion proactive et systématique des risques d'ordre environnemental tout au long du cycle de vie de nos actifs.

Les principales causes des risques environnementaux que nous encourons sont notamment les suivantes :

- l'évolution de la réglementation et les coûts associés à nos émissions de polluants atmosphériques et de GES;
- le rejet de produits, notamment de pétrole brut, de diluant ou de gaz naturel, pouvant causer des dommages à l'environnement (sol, eau et air);
- l'utilisation, le stockage et l'élimination de produits chimiques et de matières dangereuses;
- la conformité et l'adhésion aux exigences et politiques d'entreprise et de réglementation et aux nouveaux règlements.

Nos actifs sont assujettis à des lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux régissant la protection de l'environnement, notamment au chapitre des émissions atmosphériques, des émissions de GES, de la qualité de l'eau, des espèces menacées, des déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Dans le cadre de l'exploitation de nos actifs, nous devons obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et nous plier à d'autres exigences en matière d'environnement. Tout défaut de conformité peut encourir l'imposition de pénalités administratives, civiles ou criminelles, l'obligation de prendre des mesures correctives ou la délivrance d'ordonnances portant sur les activités à venir.

Grâce à la mise en application de notre programme environnemental, nous assurons une surveillance continue de nos installations afin de faire en sorte qu'elles respectent toutes les exigences en matière d'environnement. Les modifications envisagées aux politiques, lois ou règlements environnementaux font l'objet d'une surveillance régulière de notre part et, lorsque les risques sont incertains ou susceptibles d'entraver notre capacité d'exercer efficacement nos activités, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

Le 28 novembre 2017, par suite du bris de conduite survenu sur le réseau d'oléoducs Keystone près d'Amherst, au Dakota du Sud, le 16 novembre 2017, la PHMSA a délivré une ordonnance de mesures correctives (***Correction Action Order*** ou « CAO ») (la « CAO d'Amherst ») qui nous oblige, entre autres, à réparer l'oléoduc conformément à un plan de réparation approuvé, à remettre l'oléoduc en service conformément à un plan de remise en service approuvé, à réduire la pression d'exploitation dans la section de l'oléoduc touchée jusqu'à nouvel ordre et à faciliter l'enquête sur les causes de l'incident. Nous collaborons pleinement avec la PHMSA à l'égard de tout ce qui concerne cet incident et la CAO d'Amherst. Hormis la CAO d'Amherst, nous ne sommes au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite à notre égard en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et elles pourraient limiter les activités.

Les obligations liées à la prise de mesures correctives peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux menés à l'égard de propriétés contaminées, ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés.

Il est très ardu d'évaluer avec exactitude le moment et l'ampleur de nos dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- l'évolution des lois et règlements sur l'environnement (ainsi que leur interprétation et leur application);
- les possibilités de nouvelles demandes d'indemnisation à l'égard d'actifs existants ou abandonnés;
- la modification des coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, tout particulièrement dans les cas où nos estimations se fondent sur des études préliminaires ou des ententes provisoires;
- la découverte de nouveaux emplacements contaminés ou de renseignements complémentaires à l'égard d'emplacements contaminés connus;
- l'incertitude quant à la quantification de notre responsabilité conjointe et solidaire dans le cas où il y a peut-être plus d'une autre partie responsable à l'instance.

Au 31 décembre 2017, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 34 millions de dollars (39 millions de dollars en 2016), ce qui correspond au montant estimatif dont nous aurons besoin pour bien gérer nos responsabilités actuelles en matière d'environnement. Nous croyons avoir tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions n'ayant pas été envisagées fassent surface et exigent que nous mettions de côté des montants supplémentaires. Nous ajustons périodiquement ces réserves afin de tenir compte des variations des passifs.

Changements climatiques et risque lié à la réglementation connexe

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions assujetties à une réglementation en matière d'émissions de GES, y compris la gestion des émissions de GES et des politiques de tarification du carbone. En 2017, nous avons comptabilisé des charges de 63 millions de dollars (62 millions de dollars en 2016) à l'égard des programmes de tarification du carbone. Diverses initiatives ayant pour but la réduction des émissions de GES sont en cours d'élaboration ou de révision dans toute l'Amérique du Nord au niveau fédéral, régional, étatique et provincial. Nous surveillons de près ces initiatives nouvelles ou en voie de modification et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet. Nous sommes en faveur de politiques transparentes en matière de changements climatiques qui débouchent sur de véritables résolutions permettant la mise en valeur des ressources naturelles de façon durable et responsable sur le plan économique, mais nous avons la souplesse nécessaire pour nous adapter aux réalités économiques et aux résultats inattendus. Nous prévoyons que, pour la plupart, nos actifs seront visés par une réglementation ou une autre en vue de la gestion des émissions de GES. L'évolution de la réglementation pourrait se traduire par une augmentation des coûts d'exploitation ou d'autres charges, ou encore par des dépenses en immobilisations plus élevées pour assurer le respect d'éventuels nouveaux règlements.

Politiques en vigueur

- En 2015, l'Environmental Protection Agency (l'« EPA ») des États-Unis a publié des règlements sur les émissions fugitives de méthane visant les postes de compression nouveaux ou modifiés dans le secteur du transport et du stockage de gaz naturel. En 2017, l'EPA a indiqué qu'elle comptait réviser ces règlements.
- La Colombie-Britannique impose une taxe sur les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles. Nous recouvrons les coûts de conformité à même les droits payés par les clients.
- Conformément au règlement SGER de l'Alberta, les installations industrielles existantes qui produisent des GES au-delà d'un certain seuil sont tenues d'en ramener l'intensité sous une intensité de référence. Nos gazoducs et nos actifs énergétiques sont assujettis au règlement SGER. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs à même les tarifs réglementés. Une partie des coûts de conformité de nos actifs énergétiques sont recouvrés par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture.
- Le Québec et la Californie ont élaboré des programmes de plafonnement et d'échange des GES rattachés au marché des émissions de GES de la Western Climate Initiative (la « WCI »). Au Québec, la centrale de cogénération de Bécancour est assujettie à ce programme. Le gouvernement attribue des droits d'émission gratuits à l'égard de la majorité des exigences de conformité de Bécancour. Pour le reste, les exigences ont été satisfaites au moyen d'instruments de GES achetés aux enchères ou sur des marchés secondaires. Le coût de ces unités d'émissions a été récupéré par des contrats commerciaux. Les installations gazières du réseau principal au Canada qui traversent le Québec sont également assujetties à ce programme et

ont acheté des instruments de conformité. En Californie, TransCanada doit engager des coûts liés au programme de plafonnement et d'échange en ce qui a trait à ses activités de commercialisation d'électricité.

- L'Ontario a institué son programme de plafonnement et d'échange dans le cadre de la WCI le 1er janvier 2017. Les installations gazières du réseau principal au Canada qui traversent l'Ontario sont assujetties à ce programme et ont acheté des instruments de conformité qui sont recouvrables par le truchement des droits. Bien que les installations de production d'électricité de la société dans cette province ne soient pas directement assujetties au programme, TransCanada assume les coûts de conformité par l'intermédiaire des frais de distribution.
- Le 23 mars 2017, le California Air Resources Board a publié des règlements portant sur la surveillance et le colmatage des fuites de méthane. Les installations de transport de Tuscarora Gas doivent se conformer à ces règlements.
- En septembre 2016, l'État de Washington s'est doté de normes d'émission afin de plafonner et de réduire les émissions de GES provenant de certaines sources stationnaires. Certains postes de compression situés dans l'État de Washington pourraient être touchés par ces normes à compter de 2020.

Politiques à venir

- Des programmes à venir, conçus par les législateurs et les organismes de réglementation, pourraient imposer des limites importantes aux émissions de GES de l'ensemble de nos installations, y compris le méthane.
- Le gouvernement du Canada a présenté un plan fédéral visant la mise en place d'un cadre de tarification des émissions de carbone dans tous les territoires de compétence canadiens dès 2018. Ce plan étendrait à la Saskatchewan, au Manitoba et au Nouveau-Brunswick les lieux où les émissions de GES de TransCanada sont assujetties à un règlement sur la tarification et entrent dans le spectre des modifications de la réglementation sur les GES que nous avions déjà prévues.
- Le gouvernement de l'Alberta a annoncé en 2015 une politique sur les changements climatiques, le ***Climate Leadership Plan*** (le « CLP »). Cette politique remplacera, le 1er janvier 2018, le règlement SGER par un règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone (***Carbon Competitiveness Incentive Regulation***), un barème de tarification des GES fondé sur des normes de performance.
- Environnement et Changement climatique Canada a publié un projet de règlement sur la réduction des émissions de méthane le 27 mai 2017. Ce projet de règlement définit des obligations de réduction des émissions de méthane au moyen de modifications touchant l'exploitation et l'équipement.
- Le gouvernement du Canada a proposé un plan fédéral, la Norme sur les combustibles propres, qui vise l'établissement d'une norme nationale unique portant sur l'ensemble des types de combustibles et de leurs utilisations.
- Le Département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie a proposé de nouveaux permis d'exploitation pour les installations pétrolières et gazières qui comportent des exigences multiples, notamment la détection et le colmatage des fuites de méthane.
- L'État de New York a annoncé son intention d'adopter des règlements de réduction des émissions de méthane visant les installations existantes, nouvelles et modifiées.
- Le Maryland a annoncé son intention d'établir des règlements sur les émissions fugitives de méthane visant les postes de compression.
- Le gouvernement du Mexique a proposé l'instauration d'une taxe sur le carbone pour toutes les entreprises dont les émissions dépassent un plafond annuel.
- Les gouvernements de la Saskatchewan et du Manitoba ont annoncé que les grands émetteurs industriels seront assujettis à un système de tarification du carbone qui sera élaboré ultérieurement.

Risques financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque d'illiquidité, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer leur incidence sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale.

Ces stratégies, politiques et limites sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance aux risques. Nous gérons le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration, mises en application par la haute direction et soumises à une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. La direction veille au respect des politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et évalue la pertinence du cadre de gestion des risques, sous la surveillance du comité d'audit. Le comité d'audit est appuyé à ce titre par le personnel d'audit interne qui effectue des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits énergétiques de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influer sur notre résultat et sur la valeur des instruments financiers que nous détenons. Nous évaluons les contrats auxquels nous recourons pour gérer le risque de marché afin de déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats d'instruments dérivés qui contribuent à la gestion du risque de marché sont notamment les suivants :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix spécifié à une date future;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant précis d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise.

Risque lié au prix de l'électricité

Nous sommes exposés aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de nos activités commerciales courantes. Nous utilisons un certain nombre de stratégies pour réduire le risque lié à ces fluctuations, notamment :

- nous concluons des contrats de vente à prix fixe à moyen ou à long terme pour une partie de nos approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour gérer les risques liés à l'exploitation et au prix de notre portefeuille d'actifs;
- nous achetons une partie du gaz naturel requis pour alimenter certaines de nos centrales électriques ou nous concluons des contrats qui nous permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en nous garantissant une marge par le fait même;
- pour répondre à nos engagements de ventes d'électricité, nous utilisons de l'électricité produite ou achetée aux termes de contrats à prix fixe, ce qui réduit le risque lié aux fluctuations de prix des produits de base.

En avril et en juin 2017, nous avons vendu nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis et en décembre 2017, nous avons conclu une entente pour vendre nos contrats de vente au détail d'électricité en vigueur aux États-Unis dans le cadre de la cessation progressive de nos activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. Cette dernière transaction devrait se concrétiser au premier trimestre de 2018, sous réserve des autorisations réglementaires et autres. Par suite de ces ventes, notre exposition au risque lié au prix des produits de base est atténuée.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

Nous gérons l'exposition de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel en assurant la couverture économique de notre capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque nous concluons simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives futures sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les gains et les pertes non réalisés liés aux ajustements de la juste valeur des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Risque lié au prix de la commercialisation des liquides

L'entreprise de commercialisation des liquides a débuté ses activités en 2016. Nous concluons des contrats de location de capacité à court ou à long terme visant le pipeline ou le terminal de stockage. Les instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables auxquels la société est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

Risque de change et de taux d'intérêt

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

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut influer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. La

majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Nous sommes assujettis à un risque lié au taux d'intérêt en raison de certains instruments financiers et obligations contractuelles comportant des composantes assorties d'un taux d'intérêt variable. Pour gérer ce risque, nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

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 :

2017	**1,30**
2016	1,33
2015	1,28

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les intérêts sur la dette libellée en dollars US, ainsi qu'en fait état le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	**2017**	**2016**	**2015**
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	**1 360**	947	562
BAII comparable des gazoducs au Mexique[1]	**353**	215	130
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	**604**	482	623
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	**100**	285	305
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	**(1 269)**	(1 127)	(911)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	**3**	22	109
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	**259**	181	137
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	**182**	189	16
	1 592	1 194	971

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

Couverture de l'investissement net

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

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

	2017		**2016**	
aux 31 décembre (en millions de dollars)	**Juste valeur[1]**	**Montant nominal ou en capital**	**Juste valeur[1]**	**Montant nominal ou en capital**
Swaps de taux d'intérêt et de devises en dollars US (échéant de 2018 à 2019)[2]	**(199)**	**1 200 US**	(425)	2 350 US
Options de change en dollars US (échéant en 2018)	**5**	**500 US**	—	—
Contrats de change à terme en dollars US	**—**	**—**	(7)	150 US
	(194)	**1 700 US**	(432)	2 500 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 En 2017, le bénéfice net consolidé comprenait des gains réalisés nets de 4 millions de dollars (gains de 6 millions de dollars en 2016) liés à la composante en intérêts des règlements de swaps de devises, lesquels sont comptabilisés dans les intérêts débiteurs.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016
Montant nominal	**25 400 (20 200 US)**	26 600 (19 800 US)
Juste valeur	**28 900 (23 100 US)**	29 400 (21 900 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

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

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

Si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités de l'entente intervenue avec nous, nous pourrions essuyer une perte financière. Pour gérer ce risque, nous utilisons des techniques de gestion de crédit reconnues, entre autres :

- nous faisons affaire avec des contreparties solvables – une grande partie des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou, lorsque cela n'est pas le cas, le risque est généralement en partie couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée;
- nous établissons un montant limite pour toute opération avec une contrepartie – nous surveillons et gérons la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et nous réduisons notre exposition à ce risque lorsque nous le jugeons approprié et que la réduction est permise aux termes de nos contrats;
- nous avons recours à des accords de compensation et obtenons des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque nous l'estimons nécessaire.

Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent nous protéger contre des pertes importantes.

Nous passons régulièrement en revue les débiteurs et constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 31 décembre 2017, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante, aucune concentration importante du risque de crédit et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. Au 31 décembre 2016, la concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était de 200 millions de dollars (149 millions de dollars US).

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.

Dans le cas de nos actifs de gazoducs réglementés au Canada, le risque de crédit lié aux contreparties est également géré par application des dispositions concernant les tarifs qu'a approuvées l'ONÉ.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre liquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie 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 en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus d'information sur notre liquidité.

Actions en justice

Les actions en justice, les procédures d'arbitrage et les poursuites font partie intégrante des activités. Bien qu'il nous soit impossible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime qu'aucune action en justice en cours ou éventuelle n'aura de conséquences importantes sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Nous satisfaisons aux exigences des organismes de réglementation du Canada et des États-Unis en ce qui concerne les contrôles et procédures de communication de l'information, le contrôle interne à l'égard de l'information financière et les attestations du chef de la direction et du chef des finances.

Contrôles et procédures de communication de l'information

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué des évaluations trimestrielles de l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information, y compris pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, comme il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. L'évaluation a permis au président et chef de la direction et au chef des finances de conclure à l'efficacité des contrôles et procédures de communication de l'information, du fait qu'ils sont conçus de manière que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont présentés, soit enregistrée, traitée, condensée et présentée avec exactitude dans les délais prévus en vertu des lois sur les valeurs mobilières, tant au Canada qu'aux États-Unis.

Rapport annuel de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Il nous incombe de définir et de maintenir en place un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière dans le cadre d'une démarche conçue par le président et chef de la direction et par le chef des finances, ou sous leur supervision, et mise en œuvre par le conseil d'administration, la direction et le personnel de la société, afin de donner une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de leur publication conformément aux PCGR.

Sous la supervision de la direction et avec sa participation, y compris de la part du président et chef de la direction et du chef des finances, nous avons effectué une évaluation de l'efficacité de notre contrôle à l'égard de l'information financière en date du 31 décembre 2017 en nous appuyant sur les critères décrits dans le document intitulé « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La direction a conclu au terme de cette évaluation qu'au 31 décembre 2017, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 a été audité par le cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme en fait foi l'attestation annexée au présent document.

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

Notre président et chef de la direction et notre chef des finances ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations quant à la qualité de l'information présentée dans les rapports de l'exercice 2017 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

Modifications du contrôle interne à l'égard de l'information financière

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

Mis à part ce qui précède, aucune modification n'a été apportée qui a eu, ou est raisonnablement susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au cours de l'exercice couvert par le présent rapport annuel.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

Pour dresser des états financiers conformes aux PCGR, 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.

Les estimations comptables qui suivent exigent que nous ayons recours à des hypothèses importantes pour la préparation de nos états financiers. Toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

Selon les PCGR, un actif est admissible à la CATR s'il répond aux trois critères suivants :

- les tarifs pour les services ou les activités réglementés doivent être établis ou approuvés par un organisme de réglementation;
- les tarifs réglementés doivent être conçus de manière à permettre de recouvrer les coûts relatifs à la prestation des services ou à l'offre des produits;
- il faut pouvoir présumer avec un degré de certitude raisonnable que des tarifs établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés aux clients et être récupérés de ces derniers à la lumière de la demande de services et produits et de la concurrence directe et indirecte.

Nous estimons que ces trois critères sont respectés pour les gazoducs réglementés dont les activités sont comptabilisées selon les principes de la CATR. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient à ce que le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges, qui est fonction de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet de nos produits et droits, peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR. Les actifs réglementaires représentent des coûts qui devraient être récupérés à même les droits perçus auprès des clients au cours d'exercices futurs. Les passifs réglementaires représentent les montants qui devraient être remboursés aux clients par le truchement de processus d'établissement des tarifs futurs. La réforme fiscale aux États-Unis a donné lieu à la comptabilisation d'une diminution des actifs réglementaires de 27 millions de dollars et d'une augmentation des passifs réglementaires d'un montant de 1 659 millions de dollars. Voir la page 14 pour obtenir un complément d'information.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**
Actifs réglementaires		
Actif à long terme	**1 376**	1 322
Actif à court terme (inclus dans les autres actifs à court terme)	**23**	33
Passifs réglementaires		
Passif à long terme	**4 321**	2 121
Passif à court terme (inclus dans les créditeurs et autres)	**263**	178

Dépréciation des actifs à long terme, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de l'écart d'acquisition

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles, les participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les actifs incorporels, 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. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs d'un actif est inférieur à sa valeur comptable, nous estimons que sa juste valeur est inférieure à sa valeur comptable et nous calculons et enregistrons une perte de valeur. Dans le cas de l'écart d'acquisition, si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.

En 2017, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une charge de 954 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable de notre participation dans Énergie Est et les projets connexes;
- une charge de 16 millions de dollars après les impôts au titre de la valeur comptable résiduelle d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie;
- une charge de 12 millions de dollars après les impôts au titre de la valeur comptable résiduelle de notre participation dans TransGas.

En 2016, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition correspondant à la totalité de la valeur comptable de l'écart d'acquisition de Ravenswood, soit 656 millions de dollars après les impôts;
- une charge de 244 millions de dollars après les impôts se rapportant à la résiliation des CAE en Alberta.

Énergie Est et projets connexes

En septembre 2017, nous avons demandé à l'ONÉ de suspendre son examen des demandes concernant les projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est pour 30 jours afin de nous laisser le temps de procéder à l'examen attentif des changements apportés le 23 août 2017 par l'ONÉ à la liste de questions et de facteurs d'évaluation environnementale se rapportant aux projets et des répercussions de ces changements sur les coûts, les calendriers et la viabilité des projets.

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

Après l'examen de la valeur comptable de 1,3 milliard de dollars des projets, y compris les fonds utilisés pendant la construction capitalisés depuis le début du projet, nous avons comptabilisé une charge hors trésorerie de 954 millions de dollars, après les impôts, au quatrième trimestre de 2017. Nous avons cessé de capitaliser les fonds utilisés pendant la construction relatifs à ces projets le 23 août 2017, date à laquelle l'ONÉ a dévoilé les changements apportés à la portée des travaux. Comme il a été impossible d'obtenir une décision réglementaire à l'égard d'Énergie Est, aucun recouvrement de coûts auprès de tiers n'est prévu.

Équipement de turbine du secteur de l'énergie

Au 31 décembre 2017, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 16 millions de dollars après les impôts relativement à la valeur comptable résiduelle d'un équipement de turbine après avoir déterminé qu'elle n'était plus recouvrable. Cet équipement de turbine avait été précédemment acheté pour un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. En 2015, nous avions comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 43 millions de dollars après les impôts à l'égard de cet équipement après avoir évalué certains projets d'investissement possibles et conclu que la valeur comptable n'était pas entièrement recouvrable. Cette charge de dépréciation, qui correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de l'équipement, avait été déterminée en fonction d'une comparaison avec des actifs semblables disponibles à la vente sur le marché à ce moment.

TransGas

Au troisième trimestre de 2017, nous avons constaté une charge de dépréciation de 12 millions de dollars sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 46,5 % dans TransGas de Occidente S.A. (« TransGas »). TransGas a construit un gazoduc en Colombie et l'a exploité aux termes d'un contrat de 20 ans de type « construction-possession-transfert ». Selon les modalités de la convention, à l'échéance, en août 2017, de ce contrat de 20 ans, TransGas a transféré ses actifs pipeliniers à Transportadora de Gas Internacional S.A. La charge de dépréciation représente la réduction de la valeur comptable résiduelle de notre participation comptabilisée à valeur de consolidation.

Résiliation des CAE en Alberta

Le 7 mars 2016, nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE de Sheerness et de Sundance A. Ces conventions renferment une disposition qui autorise les acheteurs à résilier une CAE si une modification législative rend cette dernière non rentable ou encore moins rentable. En raison de récentes modifications apportées au règlement SGER de l'Alberta, nous prévoyons que les coûts liés aux émissions de carbone continueront d'augmenter pendant toute la durée à courir des CAE, qui seront de ce fait encore moins rentables. C'est pourquoi nous avons comptabilisé en 2016 une charge de dépréciation hors trésorerie de 155 millions de dollars après les impôts, qui représente la valeur comptable des CAE. Au règlement définitif de la résiliation des CAE, en décembre 2016, nous avons transféré à l'Alberta Balancing Pool un ensemble de crédits environnementaux qui devaient servir à compenser les coûts des émissions relatifs aux CAE et comptabilisé une charge hors trésorerie de 68 millions de dollars après les impôts correspondant à la valeur comptable de ces crédits environnementaux.

Nous avons aussi comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 21 millions de dollars après les impôts représentant la valeur comptable de notre participation dans ASTC Partnership qui détenait la CAE de Sundance B, elle aussi résiliée.

Keystone XL

Au 31 décembre 2017, nous avons examiné notre participation résiduelle dans Keystone XL et les projets connexes d'une valeur comptable de 475 millions de dollars (526 millions de dollars en 2016) et n'avons trouvé aucun événement ou changement de circonstances indiquant que la valeur comptable pouvait ne pas être recouvrable.

Au 31 décembre 2015, en lien avec le refus d'octroi du permis présidentiel aux États-Unis, nous avons soumis notre participation de 4,3 milliards de dollars dans Keystone XL et les projets connexes, y compris le terminal de Keystone à Hardisty, à un test de dépréciation. Ce test nous a permis de déterminer que la valeur comptable de ces actifs n'était plus recouvrable, et nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie totalisant 3,7 milliards de dollars (2,9 milliards de dollars après les impôts). La charge de dépréciation correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de 621 millions de dollars.

La juste valeur estimative des immobilisations corporelles au 31 décembre 2015 était fondée sur le prix qui aurait été obtenu pour la vente des actifs dans leur état d'alors. Les principales hypothèses utilisées pour calculer le prix de vente incluent une période de cession estimative de deux ans et la conjoncture alors morose du secteur de l'énergie. L'évaluation prenait en compte divers prix de vente possibles qui dépendaient des différents marchés où les actifs pourraient être cédés.

La juste valeur estimative des terminaux, y compris le terminal de Keystone à Hardisty, au 31 décembre 2015 a été déterminée au moyen de l'approche des flux de trésorerie actualisés en tant que mesure de la juste valeur. Nous avons inscrit une charge de dépréciation au titre des intérêts capitalisés et des autres actifs incorporels, le recouvrement de ces coûts n'étant plus probable.

Écart d'acquisition

Nous évaluons l'écart d'acquisition chaque année afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il peut y avoir perte de valeur pour un actif. Nous pouvons choisir d'évaluer tout d'abord des facteurs qualitatifs afin de déterminer si des événements ou des changements de situation indiquent qu'il pourrait y avoir perte de valeur pour l'écart d'acquisition et si nous déterminons qu'il n'est pas plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, nous suivons un processus en deux étapes pour déterminer s'il y a perte de valeur. Nous pouvons aussi passer directement au processus en deux étapes pour soumettre une unité d'exploitation à un test de dépréciation. Ce processus en deux étapes se déroule comme suit :

1. Nous comparons d'abord la juste valeur de l'unité d'exploitation, écart d'acquisition compris, à sa valeur comptable. Si la juste valeur est inférieure à la valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.
2. Nous évaluons ensuite le montant de la perte de valeur. À cette fin, nous calculons la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation : nous déduisons la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels des unités d'exploitation de la juste valeur calculée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à sa juste valeur implicite, nous constatons une charge au titre de la perte de valeur.

Nous déterminons la juste valeur d'une unité d'exploitation en fonction de nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des prix des produits de base et de capacité, de l'offre et de la demande sur le marché, des occasions de croissance, des niveaux de production, de la concurrence livrée par d'autres sociétés, des coûts d'exploitation, des modifications d'ordre réglementaire, des taux d'actualisation et des multiples cours/bénéfice.

Des changements importants relativement à ces hypothèses pourraient influer sur la nécessité de constater une charge de dépréciation.

Au 31 décembre 2017, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. L'évaluation la plus récente de la juste valeur de cette unité d'exploitation a été effectuée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés.

Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité de Great Lakes à réaliser sa valeur à long terme sur le marché nord-américain de l'énergie comprenaient notamment la réduction des tarifs de Great Lakes à compter du 1er octobre 2017 par suite du résultat attendu du règlement de 2017 visant Great Lakes. Cette diminution a été largement compensée par les flux de trésorerie attendus découlant du contrat de transport à long terme avec le réseau principal au Canada, d'autres occasions d'accroître l'utilisation du réseau et l'élimination du mécanisme de partage des produits avec les clients par suite du règlement de 2017 visant Great Lakes. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes aient été positifs, il est possible que la réduction des flux de trésorerie prévisionnels ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. Notre quote-part de cet écart d'acquisition, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 379 millions de dollars US au 31 décembre 2017 (382 millions de dollars US en 2016).

Par suite de renseignements obtenus lors du processus de monétisation de notre entreprise de production d'électricité du nord-est des États-Unis, il a été établi au troisième trimestre de 2016 que la juste valeur de Ravenswood n'était plus supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été déterminée à l'aide d'une combinaison de méthodes, dont une approche fondée sur les flux de trésorerie actualisés et une fourchette des contreparties qui pourraient être obtenues de la vente. Les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque, ce qui a permis d'en déterminer la juste valeur. Étant donné l'issue de ce processus, nous avons comptabilisé dans le secteur de l'énergie une charge au titre de la dépréciation de l'écart d'acquisition correspondant à la totalité de la valeur comptable de l'écart d'acquisition se rapportant à Ravenswood, soit 1 085 millions de dollars (656 millions de dollars après les impôts). Cette charge a été comptabilisée avant le reclassement de Ravenswood dans les actifs destinés à la vente.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

En présence d'une obligation juridique de mettre de côté des fonds pour financer les coûts futurs de cessation d'exploitation dans la mesure où de tels coûts peuvent être évalués au prix d'un effort raisonnable, nous constatons dans nos états financiers la juste valeur du passif associé aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Nous ne pouvons déterminer à quel moment aura lieu la mise hors service d'un grand nombre de nos pipelines de liquides, gazoducs et installations connexes de transport et de nos installations de stockage de gaz naturel réglementées parce que nous avons l'intention de les exploiter tant et aussi longtemps qu'il existera une offre et une demande. Par conséquent, nous n'avons constaté aucune obligation à leur égard.

Dans les cas où nous constatons un tel passif, nous avons recours aux hypothèses suivantes :

- le moment prévu pour mettre l'actif hors service;
- la portée des activités nécessaires à la cessation d'exploitation et à la remise en état;
- les taux d'inflation et d'actualisation.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont d'abord constatées lorsque l'obligation existe, puis elles sont désactualisées dans les charges d'exploitation.

Nous continuons d'évaluer nos obligations liées aux coûts futurs de cessation d'exploitation et de surveiller les aménagements qui pourraient avoir une incidence sur les montants constatés.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

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

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

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

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. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

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.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouvrés ou remboursés par l'entremise des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

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 et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des instruments dérivés portant sur des produits de base a été calculée selon l'approche par le marché, suivant laquelle l'évaluation de la juste valeur se fonde sur une transaction comparable aux cours du marché ou, en l'absence de cours du marché, sur les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou sur d'autres techniques d'évaluation. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Présentation des instruments dérivés au bilan

La présentation au bilan de la juste valeur des instruments dérivés s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**
Autres actifs à court terme	**332**	376
Actifs incorporels et autres actifs	**73**	133
Créditeurs et autres	**(387)**	(607)
Autres passifs à long terme	**(72)**	(330)
	(54)	(428)

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

Le moment prévu du règlement des instruments dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants. Le montant des règlements variera en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	2018	2019 et 2020	2021 et 2022
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction				
Actif	389	320	64	5
Passif	(244)	(218)	(26)	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Actif	16	12	—	4
Passif	(215)	(169)	(46)	—
	(54)	(55)	(8)	9

Gains et pertes non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction[1]		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base[2]	**62**	123
Change	**88**	25
Taux d'intérêt	**(1)**	—
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	**(107)**	(204)
Change	**18**	62
Taux d'intérêt	**1**	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	**23**	(167)
Change	**5**	(101)
Taux d'intérêt	**1**	4

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

2 En 2017, aucun gain ni aucune perte n'ont été comptabilisés dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte nette de 42 millions de dollars en 2016).

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

Les composantes de l'état consolidé 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 :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, avant les impôts)	**2017**	**2016**
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)[1]		
Produits de base	**(1)**	39
Taux d'intérêt	**4**	5
	3	44
Reclassement des (pertes) et des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)[1]		
Produits de base[2]	**(20)**	57
Taux d'intérêt[3]	**17**	14
	(3)	71

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. En 2017 et en 2016, aucun gain ni aucune perte n'ont été comptabilisés dans le bénéfice net au titre de la partie inefficace. 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 des résultats.

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

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 31 décembre 2017, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 2 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant en 2016). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2017, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 2 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2017

Stocks

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

Dérivés et instruments de couverture

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

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

Paiements à base d'actions versés aux salariés

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

Consolidation

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

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

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

Nous avons dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives, par secteur d'exploitation. Nous avons terminé notre analyse des contrats, qui n'a révélé aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation par suite de la mise en application des nouvelles directives. Nous n'aurons donc pas à apporter un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture au 1er janvier 2018.

Bien que les nouvelles directives n'auront pas d'incidence significative sur les produits d'exploitation consolidés, nous devrons fournir une quantité importante d'informations supplémentaires selon les exigences qui sont prescrites. Ces nouvelles obligations d'information comprennent l'information en ce qui a trait aux jugements importants posés pour évaluer le moment et la façon dont les produits d'exploitation sont constatés ainsi que l'information concernant les actifs et les produits différés liés aux contrats. Par ailleurs, les nouvelles directives requièrent que l'obligation d'information de la société relativement à la constatation des produits d'exploitation englobe de plus amples précisions concernant les diverses obligations de prestation ainsi que sur la nature, le montant, le calendrier et les estimations des produits d'exploitation et des flux de trésorerie générés par les contrats conclus avec des clients. Nous avons rédigé une ébauche des informations à fournir au premier trimestre de 2018 en tenant compte plus particulièrement de la portée des contrats pour lesquels nous devons présenter les produits d'exploitation futurs liés aux obligations de prestation résiduelles. Nous avons apporté tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux exigences en termes de constatation et aux obligations d'information des nouvelles directives.

Instruments financiers

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

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le 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 des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

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

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 1er janvier 2020, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités 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 intraentités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1er janvier 2018, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. Nous avons terminé notre analyse et nous ne prévoyons pas que l'adoption de ces directives aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Liquidités soumises à des restrictions

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

Dépréciation de l'écart d'acquisition

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

Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

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

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilité de couverture, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Ces nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres exigences en matière d'obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1er janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Nous avons décidé de les appliquer à compter du 1er janvier 2018. Nous avons terminé notre analyse et nous ne prévoyons pas que la mise en application de ces directives aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU BAII COMPARABLE AU BÉNÉFICE SECTORIEL

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	2016	2015
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	**2 144**	2 182	2 216
Gazoducs – États-Unis	**2 357**	1 682	970
Gazoducs – Mexique	**519**	332	213
Pipelines de liquides	**1 348**	1 152	1 308
Énergie	**1 030**	1 281	1 254
Siège social	**(21)**	18	(53)
BAIIA comparable	**7 377**	6 647	5 908
Amortissement	**(2 048)**	(1 939)	(1 765)
BAII comparable	**5 329**	4 708	4 143
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'Énergie Est	**(1 256)**	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	**(91)**	(179)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	**(34)**	(52)	—
Gain net (perte nette) sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	**484**	(844)	—
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	**127**	—	—
Gain de change – prêt intersociétés	**63**	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	**—**	(1 085)	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	**—**	(332)	—
Coûts de restructuration	**—**	(22)	(99)
Perte sur la vente de TC Offshore	**—**	(4)	(125)
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	**—**	—	(3 686)
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	**—**	—	(59)
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	**—**	—	(36)
Activités de gestion des risques[1]	**62**	123	(37)
Bénéfice sectoriel	**4 684**	**2 313**	**101**

1

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	**11**	4	(8)
Installations énergétiques aux États-Unis	**39**	113	(30)
Commercialisation des liquides	**—**	(2)	—
Stockage de gaz naturel	**12**	8	1
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	**62**	123	(37)

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

(non audité, en millions de dollars, sauf les montants par action)

2017	T4	T3	T2	T1
Produits	**3 617**	**3 224**	**3 217**	**3 391**
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	**861**	**612**	**881**	**643**
Résultat comparable	**719**	**614**	**659**	**698**
Résultat comparable par action ordinaire	**0,82 $**	**0,70 $**	**0,76 $**	**0,81 $**
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	**0,98 $**	**0,70 $**	**1,01 $**	**0,74 $**
Dividendes déclarés par action ordinaire	**0,625 $**	**0,625 $**	**0,625 $**	**0,625 $**

2016	T4	T3	T2	T1
Produits	3 635	3 642	2 756	2 514
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(358)	(135)	365	252
Résultat comparable	626	622	366	494
Résultat comparable par action ordinaire	0,75 $	0,78 $	0,52 $	0,70 $
Données sur les actions				
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)	(0,43) $	(0,17) $	0,52 $	0,36 $
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,565 $	0,565 $	0,565 $	0,565 $

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteur

Les produits et le bénéfice net fluctuent d'un trimestre à l'autre pour des raisons différentes selon le secteur.

Dans les secteurs Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique, à l'exception des fluctuations saisonnières des débits à court terme des gazoducs aux États-Unis, les produits et le bénéfice net trimestriels sont d'ordinaire relativement stables au cours d'un même exercice. À long terme, ils fluctuent toutefois en raison :

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

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

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

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

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- 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 rendent 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 globalement 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 font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 sont 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 exclus :

- une perte supplémentaire nette de 12 millions de dollars au titre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui se compose d'une perte supplémentaire de 7 millions de dollars après les impôts au titre de la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, de coûts de cession de 14 millions de dollars après les impôts et des ajustements liés aux impôts sur le bénéfice;
- une charge de 30 millions de dollars, après les impôts, correspondant aux coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 8 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien des actifs de Keystone XL, qui étaient passés en charges en attendant l'avancement du projet.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2017 sont exclus :

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

Du résultat comparable du premier trimestre de 2017 sont exclus :

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

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2016 sont exclus :

- une charge de 870 millions de dollars après les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de 7 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation;
- une perte additionnelle de 68 millions de dollars après les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE en Alberta;
- une charge de 67 millions de dollars après les impôts correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars comptabilisée 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;
- 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 vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2016 sont exclus :

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, dont une charge de 67 millions de dollars après les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste, aux indemnités de cessation d'emploi et aux frais d'intégration;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers de l'usine et du matériel du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 3 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de 113 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia qui comprenait un montant de 109 millions de dollars se rapportant aux paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription;
- 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;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclues :

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

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	2016
Gazoducs – Canada	**333**	364
Gazoducs – États-Unis	**461**	403
Gazoducs – Mexique	**93**	103
Pipelines de liquides	**(932)**	213
Énergie	**472**	(574)
Siège social	**63**	(33)
Total du bénéfice sectoriel	**490**	476
Intérêts débiteurs	**(541)**	(542)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**140**	97
Intérêts créditeurs et autres	**(9)**	(15)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	**80**	16
Recouvrement (charge) d'impôts	**870**	(274)
Bénéfice net (perte nette)	**950**	(258)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	**(49)**	(68)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	**901**	(326)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(40)**	(32)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**861**	(358)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué(e)	**0,98 $**	(0,43) $

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

Les résultats du quatrième trimestre de 2017 comprennent :

- 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.

Les résultats du quatrième trimestre de 2016 comprennent :

- une charge de 870 millions de dollars après les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente, qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur 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 comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à la clôture de l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge de 18 millions de dollars après les impôts au titre 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;

- 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'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble.

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

Rapprochement du bénéfice net (de la perte nette) et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	**2017**	**2016**
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**861**	(358)
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Ajustement découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	**(804)**	—
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	**(136)**	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	**(64)**	870
Charge de dépréciation d'Énergie Est	**954**	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	**9**	18
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	**—**	68
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	**—**	67
Coûts de restructuration	**—**	6
Activités de gestion des risques[1]	**(101)**	(45)
Résultat comparable	**719**	626
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	**0,98 $**	(0,43) $
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Ajustement découlant de la réforme fiscale aux États-Unis	**(0,92)**	—
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	**(0,16)**	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	**(0,08)**	1,05
Charge de dépréciation d'Énergie Est	**1,09**	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	**0,01**	0,02
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	**—**	0,08
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	**—**	0,08
Coûts de restructuration	**—**	0,01
Activités de gestion des risques	**(0,10)**	(0,06)
Résultat comparable par action ordinaire	**0,82 $**	0,75 $

1

trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	**2017**	**2016**
Installations énergétiques au Canada	**6**	1
Installations énergétiques aux États-Unis	**136**	97
Commercialisation des liquides	**15**	4
Stockage de gaz naturel	**7**	(1)
Change	**(1)**	(23)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	**(62)**	(33)
Total des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	**101**	45

Résultat comparable

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

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

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a diminué de 31 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à la même période de 2016 et équivaut au BAII comparable.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à celui de la même période de 2016, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée contrebalancée en partie par une baisse des revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 4 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à la même période de 2016, principalement à cause de la base d'investissement moyenne moindre et de la baisse des revenus incitatifs.

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

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 58 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 comparativement à la même période de 2016. Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2016 comprenait des coûts de 11 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi découlant de l'acquisition de Columbia, qui avaient été exclus du calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis du trimestre clos le 31 décembre 2017 a augmenté de 45 millions de dollars US par rapport à celui de la même période de 2016. L'augmentation s'explique principalement par la diminution des charges d'exploitation, compte tenu des synergies réalisées grâce à l'acquisition de Columbia.

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

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a diminué de 10 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à la même période de 2016 et est l'équivalent du BAII comparable. En plus des facteurs économiques exposés ci-dessous, l'affaiblissement du dollar américain a eu une incidence négative sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations mexicaines en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 5 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à celui de 2016, en raison de l'incidence nette :

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

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

Pipelines de liquides

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

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 99 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à celui de la même période de 2016. Il traduit l'incidence nette des éléments suivants :

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

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

Énergie

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a augmenté de 1 046 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport à la même période de 2016. Il comprend les postes particuliers suivants :

- en 2017, un gain de 127 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- en 2017, un gain net de 15 millions de dollars avant les impôts au titre de la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, qui se compose principalement d'indemnités d'assurance correspondant à une partie des coûts de réparation engagés au cours d'un arrêt d'exploitation imprévu à Ravenswood avant la vente des installations;
- en 2016, une perte de 839 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, qui comprend une perte de 829 millions de dollars avant les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et des coûts de cession de 10 millions de dollars avant les impôts;
- en 2016, une perte de 92 millions de dollars avant les impôts sur le transfert des crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE en Alberta;
- pour les deux exercices, les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés aux prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

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

Siège social

Le bénéfice sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2017 s'est établi à 63 millions de dollars, comparativement à une perte de 33 millions de dollars pour la période correspondante de 2016; il comprend les postes particuliers suivants, qui sont exclus du BAII comparable :

- en 2017, un gain de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos qui représente notre quote-part du financement du projet Sur de Texas. Une perte de change correspondante est comptabilisée dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés et compense la totalité de ce gain;
- en 2016, des coûts d'acquisition et d'intégration, avant les impôts, associés à l'acquisition de Columbia ainsi que des coûts de restructuration.

Le BAIIA comparable a diminué de 12 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2017, par rapport à la période correspondante de 2016, essentiellement à cause de l'accroissement des frais généraux et frais d'administration.

Glossaire

Unités de mesure

b/j	barils par jour
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi^3/j	millions de pieds cubes par jour
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure
TJ/j	térajoules par jour

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

ACM	Programme au cours du marché nous permettant d'émettre sur le capital autorisé des actions ordinaires au prix courant du marché.
base d'investissement	Comprend la base tarifaire ainsi que les actifs en cours de construction.
base tarifaire	Notre investissement moyen annuel dans les actifs utilisés.
bitume	Pétrole lourd épais qui doit être dilué pour être transporté par pipeline (voir le terme diluant). Le bitume est l'une des composantes des sables bitumineux, comme le sable, l'eau et l'argile.
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAE	Convention d'achat d'électricité
centrales de cogénération	Installations qui produisent à la fois de l'électricité et de la chaleur utile.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
Empress	Important point de livraison et de réception de gaz naturel situé à la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan.
force majeure	Circonstances imprévisibles qui empêchent une partie à un contrat de s'acquitter de ses obligations.
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
SSE	Santé, sécurité et environnement

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
OMHSI	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États Unis
Poste particulier	Éléments que nous jugeons importants mais qui ne reflètent pas nos opérations sous-jacentes au cours de la période
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
ALENA	Accord de libre-échange nord-américain
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant des États-Unis)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SGER	Specified Gas Emitters Regulations
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Les états financiers consolidés et le rapport de gestion qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR ») et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. Le rapport de gestion se fonde sur les résultats financiers de la société. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2017 et 2016 et met en évidence les changements importants survenus entre 2016 et 2015, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière de la société. Pour s'acquitter de sa responsabilité, la direction a conçu et maintient un système de contrôle interne à l'égard de l'information financière comprenant un programme d'audits internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôle interne à l'égard de l'information financière, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de son contrôle interne, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre établi dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission (le « COSO »). À la suite de son évaluation, la direction a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace au 31 décembre 2017 et qu'il fournit une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Il incombe au conseil d'administration de revoir et d'approuver les états financiers et le rapport de gestion et de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et du contrôle interne. Le conseil d'administration s'acquitte de ces responsabilités principalement par l'entremise du comité d'audit composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité d'audit rencontre la direction au moins cinq fois ainsi que les auditeurs internes et les auditeurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et l'audit conformément aux modalités de la charte du comité d'audit définie dans la notice annuelle. Il incombe au comité d'audit de superviser la façon dont la direction s'acquitte de ses responsabilités à l'égard de l'information financière et d'examiner le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés et le rapport de gestion avant que ces documents ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les auditeurs internes et les auditeurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité d'audit sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité d'audit approuve les modalités de la mission des auditeurs externes indépendants et il revoit le plan d'audit annuel, le rapport des auditeurs et les résultats de l'audit. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet d'auditeurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., auditeurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR. Les rapports de KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. font état de l'étendue de leur audit et renferment leur opinion sur les états financiers consolidés et de l'efficacité des contrôles internes à l'égard de l'information financière de la société.

Russell K. Girling
Président et chef de la direction

Donald R. Marchand
Vice-président directeur et chef des finances

Le 14 février 2018

Rapport des auditeurs indépendants du cabinet d'experts-comptables inscrit

Aux actionnaires et au conseil d'administration de TransCanada Corporation

Opinion sur les états financiers

Nous avons effectué l'audit des bilans consolidés ci-joints de TransCanada Corporation (la « société ») aux 31 décembre 2017 et 2016, des états consolidés connexes des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres de chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2017, ainsi que des notes y afférentes (collectivement, les « états financiers »).

À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2017 et 2016, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2017 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Rapport sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société au 31 décembre 2017, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations (le « COSO ») de la Treadway Commission, et dans notre rapport daté du 14 février 2018,nous avons exprimé une opinion sans réserve sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers de la société, sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB ainsi qu'aux règles de déontologie qui sont pertinentes pour notre audit des états financiers au Canada.

Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada et les normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Nos audits impliquent la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, ainsi que la mise en œuvre de procédures d'audit en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondages des éléments probants à l'égard des montants et des informations à fournir dans les états financiers. Nos audits comprennent également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à notre opinion.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Nous sommes les auditeurs de la société depuis 1956.

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada
Le 14 février 2018

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de TransCanada Corporation

Opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons audité le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada PipeLines Limited au 31 décembre 2017, en nous fondant sur les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission.

À notre avis, la société maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017, selon les critères établis dans le document « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le COSO de la Treadway Commission.

Rapport sur les états financiers

Nous avons également audité, conformément aux normes d'audit généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (le « PCAOB »), les bilans consolidés de la société aux 31 décembre 2017 et 2016 ainsi que les états consolidés des résultats, du résultat étendu, des flux de trésorerie et des capitaux propres connexes pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2017, ainsi que les notes y afférentes (collectivement, les « états financiers »). Notre rapport daté du 14 février 2018 exprime une opinion sans réserve sur ces états financiers.

Fondement de l'opinion

La direction de la société est responsable du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de son appréciation de l'efficacité de ce contrôle qui figure dans le « Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière » ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société en nous fondant sur notre audit.

Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du PCAOB et nous sommes tenus d'être indépendants de la société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières, aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB ainsi qu'aux règles de déontologie qui sont pertinentes pour notre audit des états financiers au Canada.

Nous avons effectué notre audit conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifiions et réalisions l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu, dans tous ses aspects significatifs. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne selon notre appréciation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à notre opinion.

Définitions et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société s'entend des politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de comptes suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et de la cession d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et 3) fournissent une assurance raisonnable que toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée des actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers est soit prévenue, soit détectée à temps.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L.

Comptables professionnels agréés
Calgary, Canada
Le 14 février 2018

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2017	2016	2015
Produits			
Gazoducs – Canada	**3 693**	3 682	3 680
Gazoducs – États-Unis	**3 584**	2 526	1 444
Gazoducs – Mexique	**570**	378	259
Pipelines de liquides	**2 009**	1 755	1 879
Énergie	**3 593**	4 206	4 091
	13 449	12 547	11 353
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	**773**	514	440
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	**3 906**	3 861	3 303
Achats de produits de base revendus	**2 382**	2 172	2 237
Impôts fonciers	**569**	555	517
Amortissement	**2 055**	1 939	1 765
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	**1 257**	1 388	3 745
	10 169	9 915	11 567
Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 26)	**631**	(833)	(125)
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 17)	**2 069**	1 998	1 370
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**(507)**	(419)	(295)
Intérêts créditeurs et autres charges	**(184)**	(103)	132
	1 378	1 476	1 207
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	**3 306**	837	(1 106)
(Recouvrement) charge d'impôts (note 16)			
Exigibles	**149**	156	136
Reportés	**566**	196	(102)
Reportés – Réforme fiscale aux États-Unis	**(804)**	—	—
	(89)	352	34
Bénéfice net (perte nette)	**3 395**	485	(1 140)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 19)	**238**	252	6
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	**3 157**	233	(1 146)
Dividendes sur les actions privilégiées	**160**	109	94
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	**2 997**	124	(1 240)
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire (note 20)			
De base	**3,44 $**	0,16 $	(1,75) $
Dilué(e)	**3,43 $**	0,16 $	(1,75) $
Dividendes déclarés par action ordinaire	**2,50 $**	2,26 $	2,08 $
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 20)			
De base	**872**	759	709
Dilué	**874**	760	709

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé du résultat étendu

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Bénéfice net (perte nette)	**3 395**	485	(1 140)
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Pertes et gains de conversion sur l'investissement net dans des établissements étrangers	**(749)**	3	813
Reclassement de gains de conversion sur l'investissement net à la cession d'établissements étrangers	**(77)**	—	—
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	**—**	(10)	(372)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	**3**	30	(57)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	**(2)**	42	88
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	**(11)**	(26)	51
Reclassement de pertes actuarielles et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	**16**	16	32
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(106)**	(87)	47
Autres éléments du résultat étendu (note 22)	**(926)**	(32)	602
Résultat étendu	**2 469**	453	(538)
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	**83**	241	312
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	**2 386**	212	(850)
Dividendes sur les actions privilégiées	**160**	109	94
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	**2 226**	103	(944)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

État consolidé des flux de trésorerie

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	**3 395**	485	(1 140)
Amortissement	**2 055**	1 939	1 765
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	**1 257**	1 388	3 745
Impôts reportés (note 16)	**566**	196	(102)
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis (note 16)	**(804)**	—	—
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	**(773)**	(514)	(440)
Distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	**970**	844	793
Capitalisation liée aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite des charges (note 23)	**(64)**	(3)	44
(Gain) perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 26)	**(631)**	833	125
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	**(362)**	(253)	(165)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	**(149)**	(149)	58
Autres	**43**	55	47
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 25)	**(273)**	248	(346)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	**5 230**	5 069	4 384
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	**(7 383)**	(5 007)	(3 918)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	**(146)**	(295)	(511)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (notes 4 et 9)	**(1 681)**	(765)	(493)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	**—**	(13 608)	(236)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	**5 317**	6	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	**362**	727	9
Montants reportés et autres	**(168)**	159	270
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	**(3 699)**	(18 783)	(4 879)
Activités de financement			
Billets à payer émis (remboursés), montant net	**1 038**	(329)	(1 382)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	**3 643**	12 333	5 045
Remboursements sur la dette à long terme	**(7 085)**	(7 153)	(2 105)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	**3 468**	1 549	917
Dividendes sur les actions ordinaires	**(1 339)**	(1 436)	(1 446)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(155)**	(100)	(92)
Distributions versées aux participations sans contrôle	**(283)**	(279)	(224)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	**274**	7 747	27
Actions ordinaires rachetées (note 20)	**—**	(14)	(294)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	**—**	1 474	243
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	**225**	215	55
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	**(1 205)**	—	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	**(1 419)**	14 007	744
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	**(39)**	(127)	112
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	**73**	166	361
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	**1 016**	850	489
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	**1 089**	1 016	850

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**1 089**	1 016
Débiteurs	**2 522**	2 075
Stocks	**378**	368
Actifs destinés à la vente	**—**	3 717
Autres (note 7)	**691**	908
	4 680	8 084
Immobilisations corporelles (note 8)	**57 277**	54 475
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	**6 366**	6 544
Actifs réglementaires (note 10)	**1 376**	1 322
Écart d'acquisition (note 11)	**13 084**	13 958
Prêt à une société liée (note 9)	**919**	—
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	**1 484**	3 026
Placements restreints	**915**	642
	86 101	88 051
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 13)	**1 763**	774
Créditeurs et autres (note 14)	**4 057**	3 861
Dividendes à payer	**586**	526
Intérêts courus	**605**	595
Passifs liés aux actifs destinés à la vente	**—**	86
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 17)	**2 866**	1 838
	9 877	7 680
Passifs réglementaires (note 10)	**4 321**	2 121
Autres passifs à long terme (note 15)	**727**	1 183
Passifs d'impôts reportés (note 16)	**5 403**	7 662
Dette à long terme (note 17)	**31 875**	38 312
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	**7 007**	3 931
	59 210	60 889
Parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat (note 19)	**—**	1 179
CAPITAUX PROPRES		
Actions ordinaires sans valeur nominale (note 20)	**21 167**	20 099
Émises et en circulation : 31 décembre 2017 – 881 millions d'actions 31 décembre 2016 – 864 millions d'actions		
Actions privilégiées (note 21)	**3 980**	3 980
Surplus d'apport	**—**	—
Bénéfices non répartis	**1 623**	1 138
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 22)	**(1 731)**	(960)
Participations assurant le contrôle	**25 039**	24 257
Participations sans contrôle (note 19)	**1 852**	1 726
	26 891	25 983
	86 101	88 051

Engagements, éventualités et garanties (note 27)
Coûts de restructuration (note 28)
Entités à détenteurs de droits variables (note 29)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,

Russell K. Girling
Administrateur

John E. Lowe
Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Actions ordinaires (note 20)			
Solde au début de l'exercice	**20 099**	12 102	12 202
Actions émises			
Aux termes d'appels publics à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	**—**	7 752	—
Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	**790**	177	—
Dans le cadre du programme d'émission d'actions au cours du marché	**216**	—	—
À l'exercice d'options sur actions	**62**	74	30
Actions rachetées	**—**	(6)	(130)
Solde à la fin de l'exercice	**21 167**	20 099	12 102
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	**3 980**	2 499	2 255
Actions émises aux termes d'appels publics à l'épargne, déduction faite des frais d'émission	**—**	1 481	244
Solde à la fin de l'exercice	**3 980**	3 980	2 499
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	**—**	7	370
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	**6**	6	8
Dilution découlant des parts de TC PipeLines, LP émises	**26**	24	6
Rachat d'actions ordinaires (note 20)	**—**	(8)	(164)
Transfert d'actifs à TC PipeLines, LP	**(202)**	(38)	(213)
Acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	**(171)**	—	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	**341**	9	—
Solde à la fin de l'exercice	**—**	—	7
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	**1 138**	2 769	5 478
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	**3 157**	233	(1 146)
Dividendes sur les actions ordinaires	**(2 184)**	(1 733)	(1 471)
Dividendes sur les actions privilégiées	**(159)**	(122)	(92)
Ajustements des paiements à base d'actions versés aux salariés (note 3)	**12**	—	—
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	**(341)**	(9)	—
Solde à la fin de l'exercice	**1 623**	1 138	2 769
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	**(960)**	(939)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle (note 22)	**(771)**	(21)	296
Solde à la fin de l'exercice	**(1 731)**	(960)	(939)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	**25 039**	24 257	16 438
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	**1 726**	1 717	1 583
Acquisition de participations sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	**—**	1 051	—
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	**238**	252	6
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	**(155)**	(11)	306
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	**225**	215	55
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	**(41)**	(40)	(11)
Reclassement depuis (vers) les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat (note 19)	**106**	(1 179)	—
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	**(280)**	(279)	(222)
Incidence de l'acquisition de Columbia Pipeline Partners LP	**33**	—	—
Solde à la fin de l'exercice	**1 852**	1 726	1 717
Total des capitaux propres	**26 891**	25 983	18 155

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Notes afférentes aux états financiers consolidés

1. DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TRANSCANADA

TransCanada Corporation (« TransCanada » ou la « société ») est l'une des plus importantes sociétés d'infrastructures énergétiques d'Amérique du Nord qui exerce ses activités dans cinq secteurs , soit Gazoducs – Canada , Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie, chacun de ces secteurs proposant des produits et des services différents. Par ailleurs, le secteur Siège social de la société n'est pas lié à l'exploitation et regroupe des fonctions administratives et intégrées.

Gazoducs – Canada

Le secteur des gazoducs au Canada est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 40 429 km (25 121 milles) .

Gazoducs – États-Unis

Le secteur des gazoducs aux États-Unis est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 49 779 km (30 931 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi^3 et de services intermédiaires et d'autres actifs .

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 1 680 km (1 044 milles).

Pipelines de liquides

Le secteur des pipelines de liquides consiste en des participations de la société dans des réseaux d'oléoducs d'une longueur de 4 874 km (3 030 milles) qui relient les approvisionnements de pétrole brut de l'Alberta et des États-Unis aux marchés du raffinage américains en Illinois, en Oklahoma et au Texas.

Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans 11 centrales électriques et 118 Gpi^3 d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Elles comprennent des actifs en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis (« PCGR »). Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Règles de présentation

Les présents états financiers consolidés comprennent les comptes de TransCanada et de ses filiales. La société consolide des entités à détenteurs de droits variables (« EDDV ») pour lesquelles elle est considérée comme étant le principal bénéficiaire ainsi que des entités à détenteurs de droits de vote dans lesquelles elle détient une participation financière conférant le contrôle. Dans la mesure où il existe des participations détenues par d'autres parties, les participations des autres parties sont incluses dans les participations sans contrôle. TransCanada suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser les coentreprises sur lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint et les participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable. TransCanada constate sa quote-part des participations indivises dans certains actifs. Certains chiffres de l'exercice précédent ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Recours à des estimations et jugements

Pour dresser les états financiers consolidés, 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. Les estimations et jugements importants intervenant dans la préparation des états financiers consolidés comprennent notamment :

- la juste valeur des actifs et des passifs acquis dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (note 5);
- la juste valeur et les taux d'amortissement des immobilisations corporelles (note 8);
- la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires (note 10);
- la juste valeur de l'écart d'acquisition (note 11);
- la juste valeur des actifs incorporels (note 12);
- la valeur comptable des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 15);
- les provisions pour les impôts sur le bénéfice, y compris la réforme fiscale aux États-Unis (note 16);
- les hypothèses servant à évaluer les obligations au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23);
- la juste valeur des instruments financiers (note 24);
- la provision au titre des engagements, éventualités et garanties (note 27) et les coûts de restructuration (note 28).

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Certains gazoducs au Canada, aux États-Unis et au Mexique et certains actifs de stockage de gaz naturel sont réglementés en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») ou de l'Alberta Energy Regulator (« AER »). Les gazoducs, les pipelines de liquides et les actifs de stockage de gaz naturel réglementés aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). Au Mexique, les gazoducs réglementés sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie (« CRE »). Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influer sur le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges des entreprises à tarifs réglementés de TransCanada, qui peut différer de celui qui est préconisé pour les entreprises dont les tarifs ne sont pas réglementés afin de traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits. Les entreprises de TransCanada qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains et les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. La CATR ne s'applique pas aux pipelines de liquides, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ces réseaux n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

Gazoducs et pipelines de liquides

Ententes de capacité et transport

Les produits des secteurs des gazoducs et des pipelines de liquides de la société sont générés en fonction de la capacité garantie faisant l'objet d'engagements contractuels et des volumes de gaz naturel ou de pétrole brut transportés. Les produits tirés des ententes de capacité contractuelle sont constatés de façon proportionnelle sur la période contractuelle sans égard aux volumes de gaz naturel ou de pétrole brut transportés. Les produits tirés du transport pour les services interruptibles ou les services volumétriques sont constatés au moment où les livraisons de gaz naturel ou de pétrole brut sont effectuées.

Les produits des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la CATR sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ. Les droits visant les gazoducs de la société au Canada 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 gazoducs de la société au Canada sont parfois assujettis à des mécanismes incitatifs négociés avec les expéditeurs et approuvés par l'ONÉ. Aux termes de ces mécanismes, la société peut constater des produits d'un montant supérieur ou inférieur au montant requis pour recouvrer les coûts au titre des incitatifs. Les produits découlant de la capacité garantie sous contrat sont constatés de façon proportionnelle sur la durée des contrats. Dans le cas du service interruptible ou volumétrique, les produits sont constatés au moment où la livraison est effectuée. 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 sur le capital-actions (« RCA »). Les ajustements aux produits sont constatés lorsque l'ONÉ fait connaître sa décision.

Les gazoducs de la société aux États-Unis sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, les produits qui en sont tirés peuvent faire l'objet d'un remboursement aux termes d'une instance tarifaire. 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 produits du secteur des gazoducs au Mexique sont recouvrés surtout en fonction des contrats à capacité ferme négociés et approuvés par la CRE et ils sont constatés de façon proportionnelle sur la période contractuelle. Les autres volumes de gaz qui sont expédiés par l'intermédiaire de ces gazoducs sont assujettis à des tarifs qu'a approuvés la CRE.

La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle transporte pour ses clients.

Stockage de gaz naturel réglementé

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société 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. La société ne prend pas possession du gaz naturel qu'elle stocke pour ses clients.

Services intermédiaires et autres actifs

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 la période contractuelle sans égard aux volumes de gaz naturel traités assujettis à ces services. 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. Les redevances sur les droits miniers sont constatés au stade de la production.

Énergie

Électricité

Les produits de l'entreprise d'énergie de la société découlent principalement de la vente d'électricité, et ils sont constatés lorsque la livraison a lieu. Les produits tiennent compte également des paiements de capacité et des services complémentaires ainsi que des gains et des pertes résultant du recours à des contrats dérivés sur marchandises. La comptabilité des contrats faisant l'objet d'instruments dérivés est décrite sous la rubrique « Instruments dérivés et opérations de couverture» de la présente note.

Stockage de gaz naturel non réglementé

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel non assujettis à la réglementation qui sont offerts sont constatés conformément aux modalités des contrats de stockage de gaz naturel, généralement sur la durée des contrats. Les produits tirés de la vente de gaz naturel exclusif sont constatés déduction faite du coût du gaz naturel exclusif pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les contrats dérivés conclus pour l'achat ou la vente de gaz naturel sont constatés à la juste valeur et les variations de la juste valeur sont constatées dans les produits.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit la trésorerie et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins, sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

Stocks

Les stocks, qui se composent principalement de gaz naturel stocké, de pétrole brut en transit, de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange et les stocks de combustible, sont constatés au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants.

Actifs destinés à la vente

La société classe les actifs comme étant destinés à la vente lorsque la direction approuve et s'engage envers un plan formel pour mettre en marché un groupe destiné à être cédé et lorsqu'elle s'attend à ce que la vente se réalise au cours des 12 mois suivants. Lorsqu'un actif est classé comme étant destiné à la vente, la société comptabilise l'actif à sa valeur comptable ou à sa juste valeur estimative, selon le moins élevé des deux montants, déduction faite des coûts de vente, et toute perte est comptabilisée dans le bénéfice net. Aucune dotation aux amortissements n'est comptabilisée une fois que les actifs sont classés comme étant destinés à la vente.

Immobilisations corporelles

Gazoducs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des gazoducs sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels variant de 1 % à 6 %; des taux divers fondés sur le reste de leur durée de vie utile s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction incluant une composante dette et une composante capitaux propres en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisée par les organismes de réglementation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans les immobilisations corporelles et un crédit correspondant est inscrit dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. La composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction est une dépense hors trésorerie. Dans le cas des gazoducs non réglementés, les intérêts sont capitalisés pendant la construction.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel réglementées, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz naturel. Le carburant de base n'est pas amorti.

Lorsque des gazoducs réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé. Les coûts engagés pour mettre une immobilisation corporelle hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

Services intermédiaires et autres actifs

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation des actifs intermédiaires sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les installations de collecte et de traitement sont amorties à des taux annuels se situant entre 1,7 % et 2,5 % et les autres immobilisations corporelles sont amorties à divers taux. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

À titre de partenaire détenant une participation directe, la société participe à la mise en valeur de la superficie de certains gisements de schiste de Marcellus et d'Utica. Grâce à cette participation directe, la société peut investir dans les activités de forage en plus de recevoir un droit de redevance sur la production des puits. La société recourt à la méthode de la capitalisation du coût de la recherche fructueuse pour les activités de production de gaz naturel et de pétrole brut résultant de sa quote-part des activités de forage. Les coûts liés aux puits sont capitalisés et amortis selon le mode des unités d'œuvre.

Pipelines de liquides

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines de liquides sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon le mode linéaire lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 2 % et 2,5 %; des taux divers s'appliquent aux autres immobilisations et au matériel. Le coût de ces actifs comprend les intérêts capitalisés pendant la construction. Lorsque des pipelines de liquides mettent des immobilisations hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Énergie

Les immobilisations corporelles liées aux actifs du secteur de l'énergie sont comptabilisées au coût et, lorsque les actifs sont prêts pour l'usage auquel ils sont destinés, ils sont amortis en fonction des composantes principales selon le mode linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 20 %. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur leur durée d'utilisation estimative. Les intérêts sont capitalisés dans le cas des installations en construction. Lorsque ces immobilisations sont mises hors service, le coût initialement comptabilisé et l'amortissement cumulé connexe sont sortis du bilan et les gains ou les pertes sont constatés dans le bénéfice net.

Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel non réglementées, qui est évalué au coût, représente les volumes de gaz qui sont maintenus pour stimuler la pression des réservoirs afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base n'est pas amorti.

Siège social

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon le mode linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

Coûts de projet capitalisés

La société capitalise les coûts de projet dès qu'il est probable que les travaux parviennent à la phase de construction ou que les coûts sont vraisemblablement recouvrables. La société capitalise également les intérêts débiteurs relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés en cours d'aménagement. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux actifs incorporels et autres actifs du bilan consolidé. Ces projets sont de plus grande envergure et nécessitent généralement l'approbation des organismes de réglementation ou autres avant que ne débutent les travaux de construction. Une fois les autorisations reçues, les projets sont transférés aux immobilisations corporelles en construction. Lorsque l'actif est prêt à être utilisé comme prévu et disponible aux fins de l'exploitation, les coûts de projet capitalisés sont amortis conformément à la politique de la société en matière d'amortissement des immobilisations corporelles.

Perte de valeur des actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs ou le prix de vente estimatif est inférieur à la valeur comptable d'un actif, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative de l'actif en question.

Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont principalement évalués à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. L'excédent de la juste valeur de la contrepartie transférée sur la juste valeur estimative des actifs nets acquis est classé dans l'écart d'acquisition. Ce dernier n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a baisse de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur. L'évaluation annuelle pour déterminer s'il y a baisse de valeur est effectuée pour les unités d'exploitation, soit le niveau inférieur aux secteurs d'exploitation de la société. La société peut évaluer d'abord les facteurs qualitatifs pour déterminer si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une baisse de la valeur quant à l'écart d'acquisition. Si la société conclut qu'il est plus probable qu'improbable que la juste valeur de l'unité d'exploitation soit supérieure à sa valeur comptable, la première étape du test de dépréciation en deux étapes est réalisée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, qui comprend l'écart d'acquisition. Si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et la deuxième étape de l'évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième étape, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant les montants constatés pour tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à la juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur d'un montant égal à cet écart est alors constatée. La société peut choisir de réaliser directement la première étape du test de dépréciation en deux étapes pour l'une ou l'autre de ses unités d'exploitation au moment d'effectuer le test de dépréciation annuel.

Prêts et créances

Les prêts à des sociétés liées et les débiteurs sont évalués au coût.

Conventions d'achat d'électricité

Une convention d'achat d'électricité (« CAE ») est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les CAE aux termes desquelles TransCanada vend de l'électricité ont été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation dans le cas où la société est le bailleur. En 2016, la société a résilié ses CAE en Alberta aux termes desquelles elle avait acheté de l'électricité, et elle a inscrit une charge de dépréciation.Antérieurement à leur résiliation, pratiquement toutes ces CAE ont aussi été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation, dans le cas où TransCanada était le bailleur, et les paiements initiaux pour l'acquisition de ces CAE ont été constatés dans les actifs incorporels et autres actifs et amortis selon le mode linéaire sur la durée des contrats. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en fonction de modalités semblables. Ces CAE sous-louées ont été également comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et les marges réalisées sur ces dernières ont été constatées dans les produits d'exploitation. Il y a lieu de se reporter à la note 12 « Actifs incorporels et autres actifs » pour un complément d'information.

Placements restreints

La société détient certains placements dont le retrait et l'affectation font l'objet de restrictions. Ces placements restreints sont classés comme étant disponibles à la vente à leur juste valeur dans le bilan consolidé.

En raison de l'Initiative de consultation relative aux questions foncières (l'« ICQF ») de l'ONÉ, TransCanada doit prélever des fonds pour couvrir les futurs coûts estimatifs liés aux activités de cessation d'exploitation d'un pipeline, et ce, pour tous les pipelines réglementés par l'ONÉ au Canada. Les fonds prélevés sont placés dans des fiducies qui les détiennent et les investissent, et sont comptabilisés à titre de placements restreints. Les placements restreints au titre de l'ICQF ne peuvent être affectés qu'au financement des activités de cessation d'exploitation des installations de pipeline réglementées par l'ONÉ. Par conséquent, un passif réglementaire correspondant est comptabilisé au bilan consolidé. La société détient d'autres placements restreints qui 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.

Impôts sur le bénéfice

La société applique la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le bénéfice. Cette méthode exige la constatation des actifs et des passifs d'impôts reportés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs existants, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts reportés sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur à la date du bilan qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient s'inverser ou être réglés. Les variations de ces soldes sont imputées dans le bénéfice net de l'exercice au cours duquel elles surviennent, sauf pour ce qui est des variations des soldes liés aux gazoducs réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'organisme de réglementation. Les actifs et passifs d'impôts reportés sont classés dans l'actif et le passif à court terme au bilan consolidé.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La société constate la juste valeur du passif associé à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (« OMHSI »), en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé au moyen d'imputations aux charges d'exploitation et autres charges.

La société a comptabilisé des OMHSI visant ses installations non réglementées de stockage de gaz naturel, les droits miniers et certaines centrales électriques. Puisqu'il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de mise hors service de la plupart des immobilisations de la société liées aux gazoducs et aux pipelines de liquides, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service de ces immobilisations, exception faite de certaines installations abandonnées et de certaines installations devant être mises hors service dans le cadre d'un programme de modernisation en cours qui améliorera l'intégrité des réseaux et la fiabilité des services ainsi que la souplesse du gazoduc Columbia Gas.

Passif environnemental

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Ces estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que sur des lois et règlements adoptés. Ces estimations sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

Les droits ou crédits d'émissions achetés à des fins de conformité sont constatés au bilan consolidé au coût historique et passés en charges lorsqu'ils sont utilisés. Les coûts de conformité sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Aucune valeur n'est attribuée à des fins comptables aux droits accordés à la société ou générés par celle-ci. Au besoin, TransCanada comptabilise au bilan consolidé un passif lié aux émissions au moment de la production ou de la vente d'énergie au moyen de la meilleure estimation du montant requis pour régler l'opération. Les droits et les crédits qui ne sont pas utilisés à des fins de conformité sont vendus et les gains ou pertes en découlant sont constatés dans les produits.

Options sur actions et autres programmes de rémunération

Le régime d'options sur actions de TransCanada permet d'attribuer à certains employés, notamment des dirigeants, des options leur conférant le droit d'acquérir des actions ordinaires. Les options sur actions attribuées sont constatées selon la méthode de comptabilisation à la juste valeur. Selon cette méthode, la charge de rémunération est évaluée à la date d'attribution en fonction de la juste valeur calculée selon un modèle binomial et elle est constatée selon le mode linéaire sur le reste de la période d'acquisition, avec un montant équivalent imputé au surplus d'apport. À l'exercice des options sur actions, les montants initialement constatés dans le surplus d'apport sont reclassés dans les actions ordinaires au bilan consolidé.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels des paiements sont versés aux employés admissibles. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les avantages deviennent acquis lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé durant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés reçoivent dans le cadre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur le 31 décembre chaque année. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les ajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon le mode linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. La société constate dans son bilan consolidé le montant de surcapitalisation ou le déficit de capitalisation de ses régimes PD, respectivement en tant qu'actif ou que passif et comptabilise les variations de la situation de capitalisation dans l'exercice au cours duquel elles surviennent par voie des autres éléments du résultat étendu. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

Pour certaines activités réglementées, les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite peuvent être recouvrés par le truchement de la tarification au fur et à mesure de la capitalisation des avantages. La société comptabilise les gains ou les pertes non constatés ou les variations des hypothèses actuarielles liées à ces régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite en tant qu'actifs ou que passifs réglementaires. Les actifs ou passifs réglementaires sont amortis selon le mode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité prévue des employés actifs.

Opérations en devises et conversion des comptes libellés en monnaie étrangère

Les opérations en devises sont les opérations libellées dans une devise autre que la devise de l'environnement économique principal dans lequel la société ou une filiale comptable exerce ses activités, soit la monnaie fonctionnelle. Les opérations libellées en monnaie étrangère sont converties dans la monnaie de fonctionnement au moyen du taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie de fonctionnement au taux de change en vigueur à la date du bilan, alors que les actifs et les passifs non monétaires sont convertis au taux de change historique en vigueur à la date de l'opération. Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans le bénéfice net, exception faite des gains et des pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant aux gazoducs canadiens réglementés, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ.

Les gains et les pertes découlant de la conversion de la monnaie de fonctionnement d'établissements étrangers au dollar canadien, monnaie de présentation de la société, sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que les établissements soient vendus auquel cas les gains et les pertes seront reclassés dans le bénéfice net. Les actifs et les passifs sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, alors que les produits, les charges, les gains et les pertes sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. La dette libellée en dollars US de la société et certains instruments dérivés désignés comme couverture ont été désignés en tant que couverture de l'investissement net dans les établissements étrangers et, par conséquent, les gains et les pertes de change non réalisés sur les titres d'emprunt libellés en dollars US sont également inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Instruments dérivés et opérations de couverture

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan consolidé à leur juste valeur, sauf s'ils sont admissibles à l'exemption relative aux achats ou aux ventes dans le cours normal et s'ils sont désignés à cette fin ou encore s'ils sont considérés comme satisfaisant à d'autres exemptions permises.

La société a recours à la comptabilité de couverture pour les contrats qui y sont admissibles et qui sont désignés pour la comptabilité de couverture, ce qui comprend les couvertures de la juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement si la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils prennent fin, sont annulés ou encore sont exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert, qui sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres et dans les intérêts débiteurs. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être ajustée et les ajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est initialement inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, sous la même rubrique des états financiers que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés, selon le cas, dans les produits, les intérêts débiteurs ou les intérêts créditeurs et autres pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net ou lorsque l'élément couvert initial est réglé. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement reclassés des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il devient probable que l'opération prévue ne se produira pas.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société réduit son investissement net dans un établissement étranger.

Dans certains cas, les instruments dérivés ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture. Le cas échéant, les variations de la juste valeur sont imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, sont remboursés ou recouvrés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires, ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (« contrat hôte ») sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas clairement et étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Lorsque les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont évaluées de façon distincte, elles sont incluses dans le bénéfice net.

Coûts de transaction et frais d'émission liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction et les frais d'émission liés à la dette à long terme à titre de déduction de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux gazoducs réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon le mode linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification réglementaires.

Garanties

La société constate au moment de leur prise d'effet la juste valeur de certaines garanties conclues par la société au nom d'une entité qu'elle détient partiellement ou par des entités qu'elle détient partiellement pour lesquelles des paiements conditionnels pourraient être requis. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties selon ce qui est approprié dans les circonstances. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles dans les participations comptabilisées à la valeur de consolidation ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les autres passifs à long terme. La libération de l'obligation est constatée sur la durée de la garantie ou au moment de son échéance ou de son règlement.

3. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2017

Stocks

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

Dérivés et instruments de couverture

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

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

Paiements à base d'actions versés aux salariés

En mars 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui simplifient plusieurs aspects de la comptabilisation des paiements à base d'actions versés aux salariés, notamment en ce qui concerne les incidences fiscales de ces paiements, le classement des attributions en capitaux propres ou en passif et leur classement dans l'état des flux de trésorerie. Les nouvelles directives permettent aussi aux entités de retenir la convention comptable de leur choix : elles pourront soit continuer à estimer le nombre total d'attributions pour lesquelles la période de service exigée ne sera pas accomplie, soit comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. La

société a a choisi de comptabiliser les extinctions au moment où elles surviendront. Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1er janvier 2017 et ont entraîné l'inscription d'un ajustement cumulatif de 12 millions de dollars aux bénéfices non répartis et la comptabilisation d'un actif d'impôts reportés lié aux paiements à base d'actions versés aux salariés avant l'adoption de ces directives.

Consolidation

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

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

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

La société a dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives, par secteur d'exploitation. La société a terminé son analyse des contrats qui n'a révélé aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation par suite de de la mise en application des nouvelles directives. Par conséquent, la société n'aura pas à apporter un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture au 1er janvier 2018.

Bien que les nouvelles directives n'auront pas d'incidence significative sur les produits d'exploitation consolidés, la société devra fournir une quantité importante d'informations supplémentaires selon les exigences qui sont prescrites. Ces nouvelles obligations d'information comprennent l'information en ce qui a trait aux jugements importants posés pour évaluer le moment et la façon dont les produits d'exploitation sont constatés ainsi que l'information concernant les actifs et les produits différés liés aux contrats. Par ailleurs, les nouvelles directives requièrent que l'obligation d'information de la société relativement à la constatation des produits d'exploitation englobe de plus amples précisions concernant les diverses obligations de prestation ainsi que sur la nature, le montant, le calendrier et les estimations des produits d'exploitation et des flux de trésorerie générés par les contrats conclus avec des clients. La société a rédigé une ébauche des informations à fournir au premier trimestre de 2018 en tenant compte plus particulièrement de la portée des contrats pour lesquels elle doit présenter les produits d'exploitation futurs liés aux obligations de prestation résiduelles.La société a apporté tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux exigences en termes de constatation et aux obligations d'information des nouvelles directives.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifieront l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, la société est aussi tenue d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1er janvier 2018 et une méthode d'adoption est préconisée à l'égard de chacune des composantes des directives. La société a terminé son analyse et elle ne prévoit pas que l'adoption de ces directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le 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 des résultats. Les nouvelles directives n'apportent pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur.

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

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 1er janvier 2020, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités 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 intraentités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1er janvier 2018, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. La société a terminé son analyse et elle ne prévoit pas que l'adoption de ces directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

Liquidités soumises à des restrictions

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

Dépréciation de l'écart d'acquisition

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

Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

En mars 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui raccourcissent la période d'amortissement de la prime sur certains titres d'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 1er janvier 2019 et seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilité de couverture, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Ces nouvelles directives modifient également les exigences en matière de présentation en ce qui a trait à la variation de la juste valeur d'un dérivé et prévoient d'autres exigences en matière d'obligations d'information qui incluent des ajustements cumulatifs pour ce qui est des couvertures de la juste valeur et l'incidence de la couverture sur chacun des postes de l'état des résultats. Les nouvelles directives entreront en vigueur le 1er janvier 2019 et l'adoption anticipée est permise. La société a décidé de les appliquer à compter du 1er janvier 2018. La société a terminé son analyse et elle ne prévoit pas que la mise en application de ces directives aura une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

exercice clos le 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social[1]	Total
Produits	**3 693**	**3 584**	**570**	**2 009**	**3 593**	**—**	**13 449**
Produits intersectoriels	**—**	**51**	**—**	**—**	**—**	**(51)**	**—**
	3 693	**3 635**	**570**	**2 009**	**3 593**	**(51)**	**13 449**
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**11**	**240**	**(9)**	**(3)**	**471**	**63** [2]	**773**
Coûts d'exploitation des centrales et autres	**(1 300)**	**(1 340)**	**(42)**	**(623)**	**(550)**	**(51)**	**(3 906)**
Achats de produits de base revendus	**—**	**—**	**—**	**—**	**(2 382)**	**—**	**(2 382)**
Impôts fonciers	**(260)**	**(181)**	**—**	**(89)**	**(39)**	**—**	**(569)**
Amortissement	**(908)**	**(594)**	**(93)**	**(309)**	**(151)**	**—**	**(2 055)**
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	**—**	**—**	**—**	**(1 236)**	**(21)**	**—**	**(1 257)**
Gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	**—**	**—**	**—**	**—**	**631**	**—**	**631**
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	**1 236**	**1 760**	**426**	**(251)**	**1 552**	**(39)**	**4 684**
Intérêts débiteurs							**(2 069)**
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							**507**
Intérêts créditeurs et autres							**184**
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							**3 306**
Recouvrement d'impôts							**89**
Bénéfice net							**3 395**
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							**(238)**
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							**3 157**
Dividendes sur les actions privilégiées							**(160)**
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							**2 997**
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	**2 106**	**3 712**	**833**	**341**	**350**	**41**	**7 383**
Projets d'investissement en cours d'aménagement	**75**	**—**	**—**	**71**	**—**	**—**	**146**
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**—**	**118**	**1 121**	**117**	**325**	**—**	**1 681**
	2 181	**3 830**	**1 954**	**529**	**675**	**41**	**9 210**

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

2 Ce bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation a trait aux gains de change réalisés sur le prêt intersociétés qu'a consenti la société à Sur de Texas. Le prêt libellé en pesos consenti à la coentreprise Sur de Texas représente la quote-part de la société dans le financement par emprunt de cette coentreprise. Il y a lieu de se reporter à la note 9 « Participations comptabilisées à la valeur de consolidation » pour un complément d'information.

exercice clos le 31 décembre 2016 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social[1]	Total
Produits	3 682	2 526	378	1 755	4 206	—	12 547
Produits intersectoriels	—	56	—	—	—	(56)	—
	3 682	2 582	378	1 755	4 206	(56)	12 547
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	214	(3)	(1)	292	—	514
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 245)	(1 057)	(43)	(568)	(884)	(64)	(3 861)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 172)	—	(2 172)
Impôts fonciers	(267)	(120)	—	(88)	(80)	—	(555)
Amortissement	(875)	(425)	(45)	(292)	(302)	—	(1 939)
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs	—	—	—	—	(1 388)	—	(1 388)
Perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	(4)	—	—	(829)	—	(833)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 307	1 190	287	806	(1 157)	(120)	2 313
Intérêts débiteurs							(1 998)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							419
Intérêts créditeurs et autres							103
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							837
Charge d'impôts							(352)
Bénéfice net							485
Perte nette attribuable aux participations sans contrôle							(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							233
Dividendes sur les actions privilégiées							(109)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							124
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	1 372	1 517	944	668	473	33	5 007
Projets d'investissement en cours d'aménagement	153	—	—	142	—	—	295
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	5	198	327	235	—	765
	1 525	1 522	1 142	1 137	708	33	6 067

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

exercice clos le 31 décembre 2015 (en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social[1]	Total
Produits	3 680	1 444	259	1 879	4 091	—	11 353
Produits intersectoriels	—	47	—	—	—	(47)	—
	3 680	1 491	259	1 879	4 091	(47)	11 353
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	162	5	—	261	—	440
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 204)	(606)	(51)	(492)	(845)	(105)	(3 303)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 237)	—	(2 237)
Impôts fonciers	(272)	(77)	—	(79)	(89)	—	(517)
Amortissement	(849)	(248)	(44)	(283)	(341)	—	(1 765)
Charges de dépréciation d'actifs	—	—	—	(3 686)	(59)	—	(3 745)
Perte au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	(125)	—	—	—	—	(125)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 367	597	169	(2 661)	781	(152)	101
Intérêts débiteurs							(1 370)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							295
Intérêts créditeurs et autres							(132)
Perte avant les impôts sur le bénéfice							(1 106)
Charge d'impôts							(34)
Perte nette							(1 140)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(6)
Perte nette attribuable aux participations assurant le contrôle							(1 146)
Dividendes sur les actions privilégiées							(94)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires							(1 240)
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	1 366	534	566	1 012	376	64	3 918
Projets d'investissement en cours d'aménagement	230	3	—	278	—	—	511
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	—	311	182	—	493
	1 596	537	566	1 601	558	64	4 922

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

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

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Produits			
Canada – marché intérieur	**3 618**	3 697	3 930
Canada – exportations	**1 255**	1 177	1 292
États-Unis	**8 006**	7 295	5 872
Mexique	**570**	378	259
	13 449	12 547	11 353

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Immobilisations corporelles		
Canada	**21 632**	20 531
États-Unis	**30 693**	29 414
Mexique	**4 952**	4 530
	57 277	54 475

5. ACQUISITION DE COLUMBIA

Le 1er juillet 2016, Transcanada a acquis la totalité de Columbia Pipeline Group Inc. (« Columbia ») en contrepartie d'un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US sous forme de trésorerie, en fonction d'un prix de 25,50 $ US par action pour l'ensemble des actions ordinaires en circulation de Columbia, ainsi que toutes les unités d'actions liées à la performance et les unités d'actions temporairement incessibles en circulation. L'acquisition a été financée par l'affectation du produit d'environ 4,4 milliards de dollars tiré de la vente des reçus de souscription, par des prélèvements sur les facilités de crédit-relais d'acquisition totalisant 6,9 milliards de dollars US et par des fonds en caisse existants. La vente des reçus de souscription a été réalisée le 1er avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne et, à la clôture de l'acquisition, les reçus de souscription ont été échangés contre environ 96,6 millions d'actions ordinaires de TransCanada. Il y a lieu de se reporter à la note 17 « Dette à long terme » ainsi qu'à la note 20 « Actions ordinaires » pour un complément d'information sur les facilités de crédit-relais d'acquisition et les reçus de souscription, respectivement.

À la date d'acquisition, Columbia exploitait un portefeuille de gazoducs réglementés s'étendant sur environ 24 500 km (15 200 milles), des installations de stockage de gaz naturel de 285 Gpi^3 ainsi que des services intermédiaires et autres actifs dans diverses régions des États--Unis. Transcanada a acquis Columbia dans le but d'élargir le marché du gaz naturel de la société aux États-Unis, positionnant ainsi la société afin de saisir d'autres occasions de croissance à long terme.

L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition tient compte principalement des possibilités d'étendre les activités du secteur des gazoducs de la société sur le marché américain et de renforcer sa position concurrentielle dans le secteur du gaz naturel en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition découlant de cette acquisition n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice.L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition aux termes de laquelle les actifs corporels et incorporels acquis et les passifs pris en charge ont été comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date d'acquisition. Le calcul du prix d'achat correspond aux estimations faites par la direction relativement à la juste valeur des actifs et passifs de Columbia au 1er juillet 2016.

(en millions de dollars)	1er juillet 2016 US	CA[1]
Contrepartie du prix d'achat	**10 294**	**13 392**
Juste valeur		
Actifs à court terme	658	856
Immobilisations corporelles	7 560	9 835
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	441	574
Actifs réglementaires	190	248
Actifs incorporels et autres actifs	135	175
Passifs à court terme	(597)	(777)
Passifs réglementaires	(294)	(383)
Autres passifs à long terme	(144)	(187)
Passifs d'impôts reportés	(1 613)	(2 098)
Dette à long terme	(2 981)	(3 878)
Participations sans contrôle	(808)	(1 051)
Juste valeur des actifs nets acquis	**2 547**	**3 314**
Écart d'acquisition (note 11)	**7 747**	**10 078**

1 Au 1er juillet 2016, le taux de change était de 1,30 $.

La juste valeur des actifs à court terme, y compris la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs et les stocks , et la juste valeur des passifs à court terme, incluant les billets à payer et les intérêts courus, se rapprochaient de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces éléments. Certains éléments du fonds de roulement liés aux acquisitions ont donné lieu à un ajustement des créditeurs.

Les gazoducs de Columbia sont assujettis à la réglementation de la FERC et, par conséquent, leurs bases tarifaires devraient être recouvrées selon un taux de rendement raisonnable sur la durée des actifs. La juste valeur de ces actifs et des actifs et passifs réglementaires connexes correspondait à leur valeur comptable à l'acquisition. La juste valeur des droits miniers compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été déterminée à l'aide de la méthode des flux de trésorerie actualisés, ce qui a donné lieu à une hausse de 241 millions de dollars (185 millions de dollars US) de la juste valeur. La juste valeur du carburant de base, à la date d'acquisition, compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été calculée en appliquant un cours du marché multiplié par le volume estimatif de carburant en place, contribuant ainsi à une augmentation de 840 millions de dollars (646 millions de dollars US) de la juste valeur.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la société a mené à bien ses procédures d'évaluation du volume de carburant de base acquis et ainsi, en a diminué sa juste valeur de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US). Cette diminution a eu une incidence sur le calcul du prix d'achat en raison de la baisse de 116 millions de dollars (90 millions de dollars US) des immobilisations corporelles et de 45 millions de dollars (35 millions de dollars US) des passifs d'impôts reportés et de la hausse de 71 millions de dollars (55 millions de dollars US) de l'écart d'acquisition. Cet ajustement n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net de la société. Au 31 décembre 2017, l'écart d'acquisition découlant de l'acquisition de Columbia se chiffrait à 7 802 millions de dollars US (7 747 millions de dollars US en 2016). Il y a lieu de se reporter à la note 11 « Écart d'acquisition » pour un complément d'information.

La juste valeur de la dette à long terme de Columbia a été évaluée selon l'approche par le résultat en fonction des taux observables pratiqués sur le marché pour des instruments d'emprunt semblables provenant de fournisseurs externes de services de données. La juste valeur a donc augmenté de 300 millions de dollars (231 millions de dollars US).

Le tableau suivant présente un sommaire de la juste valeur de la dette de Columbia prise en charge par TransCanada à la date d'acquisition.

(en millions de dollars)	Date d'échéance	Type	Juste valeur	Taux d'intérêt
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis (500 $ US)	506 $ US	2,45 %
	Juin 2020	Billets de premier rang non garantis (750 $ US)	779 $ US	3,30 %
	Juin 2025	Billets de premier rang non garantis (1 000 $ US)	1 092 $ US	4,50 %
	Juin 2045	Billets de premier rang non garantis (500 $ US)	604 $ US	5,80 %
			2 981 $ US	

La juste valeur du régime de retraite à prestations déterminées et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de Columbia s'appuie sur l'évaluation actuarielle de la situation de capitalisation des régimes à la date d'acquisition ce qui s'est traduit par une hausse de 15 millions de dollars (12 millions de dollars US) et de 5 millions de dollars (4 millions de dollars US) des actifs réglementaires et des autres passifs à long terme, respectivement, et par une baisse de 14 millions de dollars (11 millions de dollars US) et de 2 millions de dollars (2 millions de dollars US) des actifs incorporels et autres actifs et des passifs réglementaires, respectivement.

Les écarts temporaires créés par suite des variations de la juste valeur susmentionnées ont donné lieu à des actifs et à des passifs d'impôts reportés qui ont été comptabilisés au taux d'imposition effectif de 39 % aux États-Unis pour la société.

La juste valeur de la participation sans contrôle de Columbia a été calculée en fonction d'environ 53,8 millions de parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») en circulation et destinées au grand public en date du 30 juin 2016 et qui ont été évaluées au cours de clôture de 15,00 $ US par part ordinaire au 30 juin 2016. Le 17 février 2017, TransCanada a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public. Il y a lieu de se reporter à la note 19 « Participations sans contrôle » pour un complément d'information.

En 2016, la charge liée à l'acquisition se chiffrant à environ 36 millions de dollars a été incluse dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats.

La société a commencé à consolider les résultats de Columbia une fois l'acquisition réalisée. Les principales conventions comptables de Columbia cadraient avec celles de TransCanada et s'appliquent toujours. Columbia a contribué aux produits et au bénéfice net de la société respectivement pour des montants de 929 millions de dollars et de 132 millions de dollars entre le 1er juillet 2016 et le 31 décembre 2016.

L'information financière supplémentaire consolidée pro forma de la société qui suit pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 intègre les résultats d'exploitation de Columbia comme si l'acquisition avait été réalisée le 1er janvier 2015.

exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	**2016**	**2015**
Produits	**13 404**	13 007
Bénéfice net (perte nette)	**627**	(820)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	**234**	(971)

6. ACTIFS DESTINÉS À LA VENTE

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

Le plan de monétisation de la société relativement à ses actifs d'électricité du nord-est des États-Unis visant le financement permanent de l'acquisition de Columbia englobait la vente des centrales TC Hydro, Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power qui a été réalisée au deuxième trimestre de 2017.

Le 1er novembre 2016, la société a conclu une entente visant la vente de TC Hydro à un tiers. Au 31 décembre 2016, les actifs et passifs connexes ont été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie. Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit d'environ 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Le 1er novembre 2016, la société a conclu une entente visant la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power à un tiers. De ce fait, la société a inscrit une perte d'environ 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) en 2016 qui a été incluse au poste « Gain (perte) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. Cette perte comprenait l'incidence de gains de change estimatifs de 70 millions de dollars devant être reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net à la clôture. Au 31 décembre 2016, les actifs et passifs connexes ont été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie et inscrits à leur juste valeur, diminuée des coûts de la vente, fondée sur le produit attendu de la vente. Le 2 juin 2017, TransCanada a mené à terme la vente de ces actifs pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	**332**	376
Charges payées d'avance	**109**	131
Trésorerie en garantie	**99**	313
Actifs réglementaires (note 10)	**23**	33
Autres	**128**	55
	691	908

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017 Coût	2017 Amortissement cumulé	2017 Valeur comptable nette	2016 Coût	2016 Amortissement cumulé	2016 Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	**10 153**	**4 190**	**5 963**	8 814	3 951	4 863
Postes de compression	**3 021**	**1 593**	**1 428**	2 447	1 499	948
Postes de comptage et autres	**1 188**	**569**	**619**	1 124	519	605
	14 362	**6 352**	**8 010**	12 385	5 969	6 416
En construction	**940**	**—**	**940**	1 151	—	1 151
	15 302	**6 352**	**8 950**	13 536	5 969	7 567
Réseau principal au Canada						
Pipeline	**9 763**	**6 455**	**3 308**	9 502	6 221	3 281
Postes de compression	**3 605**	**2 499**	**1 106**	3 537	2 361	1 176
Postes de comptage et autres	**655**	**207**	**448**	605	198	407
	14 023	**9 161**	**4 862**	13 644	8 780	4 864
En construction	**156**	**—**	**156**	219	—	219
	14 179	**9 161**	**5 018**	13 863	8 780	5 083
Autres gazoducs au Canada						
Autres[1]	**1 815**	**1 363**	**452**	1 728	1 273	455
En construction	**4**	**—**	**4**	112	—	112
	1 819	**1 363**	**456**	1 840	1 273	567
	31 300	**16 876**	**14 424**	29 239	16 022	13 217
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas						
Pipeline	**3 550**	**125**	**3 425**	3 317	42	3 275
Postes de compression	**1 547**	**64**	**1 483**	1 636	29	1 607
Postes de comptage et autres	**2 306**	**37**	**2 269**	2 550	8	2 542
	7 403	**226**	**7 177**	7 503	79	7 424
En construction	**3 332**	**—**	**3 332**	1 127	—	1 127
	10 735	**226**	**10 509**	8 630	79	8 551
ANR						
Pipeline	**1 427**	**365**	**1 062**	1 468	349	1 119
Postes de compression	**1 582**	**286**	**1 296**	1 494	260	1 234
Postes de comptage et autres	**961**	**268**	**693**	988	254	734
	3 970	**919**	**3 051**	3 950	863	3 087
En construction	**358**	**—**	**358**	232	—	232
	4 328	**919**	**3 409**	4 182	863	3 319

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017 Coût	2017 Amortissement cumulé	2017 Valeur comptable nette	2016 Coût	2016 Amortissement cumulé	2016 Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
GTN	**2 107**	**822**	**1 285**	2 221	810	1 411
Great Lakes	**1 988**	**1 113**	**875**	2 106	1 155	951
Columbia Gulf	**1 115**	**37**	**1 078**	880	5	875
Midstream	**1 085**	**54**	**1 031**	1 072	23	1 049
Autres[2]	**1 950**	**574**	**1 376**	2 120	567	1 553
	8 245	**2 600**	**5 645**	8 399	2 560	5 839
En construction	**699**	**—**	**699**	346	—	346
	8 944	**2 600**	**6 344**	8 745	2 560	6 185
	24 007	**3 745**	**20 262**	21 557	3 502	18 055
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	**2 486**	**214**	**2 272**	2 734	180	2 554
Postes de compression	**388**	**30**	**358**	422	19	403
Postes de comptage et autres	**522**	**65**	**457**	502	40	462
	3 396	**309**	**3 087**	3 658	239	3 419
En construction	**1 865**	**—**	**1 865**	1 108	—	1 108
	5 261	**309**	**4 952**	4 766	239	4 527
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	**9 002**	**992**	**8 010**	10 572	901	9 671
Matériel de pompage	**1 022**	**152**	**870**	928	121	807
Réservoirs et autres	**3 314**	**385**	**2 929**	2 521	286	2 235
	13 338	**1 529**	**11 809**	14 021	1 308	12 713
En construction	**456**	**—**	**456**	479	—	479
	13 794	**1 529**	**12 265**	14 500	1 308	13 192
Pipelines en Alberta[3]						
Pipeline	**748**	**3**	**745**	—	—	—
Matériel de pompage	**104**	**—**	**104**	—	—	—
Réservoirs et autres	**259**	**1**	**258**	—	—	—
	1 111	**4**	**1 107**	—	—	—
En construction	**47**	**—**	**47**	955	—	955
	1 158	**4**	**1 154**	955	—	955
	14 952	**1 533**	**13 419**	15 455	1 308	14 147
Énergie						
Centrales alimentées au gaz naturel[4,5]	**2 645**	**743**	**1 902**	2 696	696	2 000
Énergie éolienne et énergie solaire[6]	**673**	**204**	**469**	1 180	245	935
Stockage de gaz naturel et autres	**734**	**156**	**578**	731	146	585
	4 052	**1 103**	**2 949**	4 607	1 087	3 520
En construction	**1 028**	**—**	**1 028**	729	—	729
	5 080	**1 103**	**3 977**	5 336	1 087	4 249
Siège social	**411**	**168**	**243**	410	130	280
	81 011	**23 734**	**57 277**	76 763	22 288	54 475

1 Ces données comprennent Foothills, Ventures LP et Great Lakes Canada.

2 Ces données comprennent Bison, Portland Natural Gas Transmission System, North Baja, Tuscarora et Crossroads.

3 Ces données comprennent Northern Courier mis en service le 1er novembre 2017 et White Spruce.

4 Ces données comprennent les installations qui détiennent des CAE à long terme qui sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation. Le coût et l'amortissement cumulé de ces installations au 31 décembre 2017 se sont élevés à respectivement 1 264 millions de dollars et 354 millions de dollars (respectivement 1 319 millions de dollars et 335 millions de dollars en 2016). En 2017, des produits de 215 millions de dollars (212 millions de dollars en 2016; 235 millions de dollars en 2015) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

5 Ces données comprennent Coolidge, Grandview, les actifs de Bécancour exploités aux termes de contrats de location-exploitation, ainsi que Halton Hills et des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta.

6 Les actifs liés à l'énergie solaire en Ontario n'ont pas été pris en compte dans le calcul de la valeur comptable nette des centrales alimentées à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire au 31 décembre 2017 du fait qu'ils ont été vendus le 19 décembre 2017. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. En raison de cette décision, la société a évalué la valeur comptable de ses immobilisations corporelles du projet de réseau principal de l'Est, incluant la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 83 millions de dollars (64 millions de dollars après les impôts) dans le secteur des pipelines de liquides. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de turbines du secteur de l'énergie

Après l'évaluation de certains projets d'investissement possibles en 2015, il a été déterminé que la valeur comptable d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie n'était pas entièrement recouvrable. Ces turbines avaient été achetées dans le cadre d'un projet d'aménagement de centrale électrique qui ne s'est pas réalisé. Par conséquent, au 31 décembre 2015, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 59 millions de dollars (43 millions de dollars après les impôts) dans le secteur de l'énergie. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats. Cette charge de dépréciation correspond à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative des turbines, laquelle a été déterminée en fonction d'une comparaison avec des actifs semblables disponibles à la vente sur le marché.

Au 31 décembre 2017, la société a une fois de plus réévalué la valeur comptable résiduelle de l'équipement de turbine et déterminé qu'elle n'était pas recouvrable. Par conséquent, elle a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 21 millions de dollars (16 millions de dollars après les impôts) dans le secteur de l'énergie relativement à la valeur comptable résiduelle. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de Keystone XL

Au 31 décembre 2015, la société a soumis à un test de dépréciation sa participation dans le projet d'oléoduc Keystone XL et dans les projets connexes au vu du refus du permis présidentiel américain le 6 novembre 2015. À la suite de ce test, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 3 686 millions de dollars (2 891 millions de dollars après les impôts) pour son secteur des pipelines de liquides en fonction de l'excédent de la valeur comptable par rapport à la juste valeur estimative de 621 millions de dollars de ces actifs. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

9. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2017	Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation – exercices clos les 31 décembre 2017	2016	2015	Participations comptabilisées à la valeur de consolidation – aux 31 décembre 2017	2016
Gazoducs – Canada						
TQM	50,0 %	**11**	12	12	**68**	71
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border[1]	50,0 %	**87**	92	85	**641**	597
Iroquois[2]	50,0 %	**59**	54	51	**280**	309
Millennium[3]	47,5 %	**66**	33	—	**291**	295
Pennant Midstream[3]	47,0 %	**11**	6	—	**228**	246
Autres	Divers	**17**	29	26	**92**	93
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas[4]	60,0 %	**66**	(3)	—	**399**	255
TransGas	46,5 %	**(12)**	—	5	**—**	28
Pipelines de liquides						
Grand Rapids[5]	50,0 %	**17**	(1)	—	**996**	876
Autres[6]	Divers	**(20)**	—	—	**20**	39
Énergie						
Bruce Power[7]	48,4 %	**434**	293	249	**2 987**	3 356
Portlands Energy[8]	50,0 %	**31**	33	30	**301**	313
ASTC Power Partnership	50,0 %	**—**	(37)	(23)	**—**	—
Autres	Divers	**6**	3	5	**63**	66
		773	514	440	**6 366**	6 544

1 Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Northern Border Pipeline Company s'établissait à 115 millions de dollars US (116 millions de dollars US en 2016) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

2 Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Iroquois s'établissait à 41 millions de dollars US (48 millions de dollars US en 2016) en raison surtout de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.

3 Les gazoducs ont été obtenus dans le cadre de l'acquisition de Columbia le 1er juillet 2016. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation reflète la quote-part du bénéfice à compter de la date d'acquisition.

4 TransCanada détient une participation de 60,0 % dans Sur de Texas, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation tient compte des montants inscrits pour le secteur du siège social.

5 Grand Rapids a été mis en service en août 2017. Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux propres sous-jacents dans les actifs nets de Grand Rapids s'établissait à 105 millions de dollars (86 millions de dollars en 2016) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction et de la juste valeur des garanties.

6 Ces données comprennent les participations dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership et HoustonLink Pipeline Company LLC. Au 31 décembre 2017, la participation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership était nulle.

7 Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 902 millions de dollars (942 millions de dollars en 2016) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.

8 Au 31 décembre 2017, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Portlands Energy s'établissait à 73 millions de dollars (70 millions de dollars en 2016) en raison principalement des intérêts capitalisés au cours de la construction.

Dépréciation de TransGas de Occidente S.A.

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

Dépréciation de Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ, qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 20 millions de dollars en octobre 2017 dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur des pipelines de liquides, ce qui représente la valeur comptable des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans Canaport Energy East Marine Terminal Limited Partnership. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire relativement à ce projet, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers.

Dépréciation de ASTC Power Partnership

En mars 2016, TransCanada a émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier sa CAE de Sundance B détenue par l'intermédiaire d'ASTC Power Partnership. Conformément aux dispositions de la CAE, un acheteur a été autorisé à résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. Par suite des récentes modifications apportées au règlement intitulé ***Specified Gas Emitters*** de l'Alberta, la société s'attendait à ce que les coûts afférents aux émissions de carbone continueraient d'augmenter au cours de la durée restante de la CAE, ce qui aura pour effet d'accroître la non rentabilité de ce contrat. Par conséquent, au cours du premier trimestre de 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 29 millions de dollars (21 millions de dollars après les impôts) dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de son secteur de l'énergie, ce qui représentait la valeur comptable de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership. La résiliation de la CAE a été réglée en décembre 2016.

Distributions et apports

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 se sont établies à 1 332 millions de dollars (1 571 millions de dollars en 2016; 802 millions de dollars en 2015), dont une tranche de 362 millions de dollars (727 millions de dollars en 2016; 9 millions de dollars en 2015) a été incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie relativement aux distributions reçues de Bruce Power en 2017 et 2016 au titre de son programme de financement. Au 31 décembre 2015, le bénéfice non réparti des participations comptabilisées à la valeur de consolidation se chiffrait à 198 millions de dollars.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 se sont établis à 1 681 millions de dollars (765 millions de dollars en 2016; 493 millions de dollars en 2015) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie. Pour 2017, les apports tiennent compte d'un montant de 977 millions de dollars afférent à la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt de Sur de Texas.

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Bénéfice			
Produits	**4 913**	4 336	4 337
Charges d'exploitation et autres charges	**(2 993)**	(3 068)	(3 142)
Bénéfice net	**1 636**	1 080	1 046
Bénéfice net attribuable à TransCanada	**773**	514	440

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Bilan		
Actif à court terme	**2 176**	1 669
Actif à long terme	**17 869**	15 853
Passif à court terme	**(1 577)**	(1 120)
Passif à long terme	**(8 217)**	(5 867)

Prêt à une société liée

TransCanada détient une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. Le 21 avril 2017, TransCanada a obtenu une facilité de crédit renouvelable non garantie de 13,6 milliards de pesos mexicains avec la coentreprise qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. Le 6 décembre 2017, TransCanada et la coentreprise ont conclu une entente modifiée visant à accroître la facilité de crédit à 21,3 milliards de pesos mexicains. Au 31 décembre 2017, le bilan consolidé de la société comprenait un prêt de 919 millions de dollars consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de Transcanada dans les besoins de financement par emprunt de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 34 millions de dollars en 2017 afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

10. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TransCanada qui appliquent actuellement la CATR comprennent certains gazoducs canadiens, américains et mexicains et certaines activités de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique en lien avec les tarifs établis par les organismes de réglementation, pourvu que les tarifs puissent permettre de récupérer les coûts afférents à la prestation de services réglementés. L'environnement concurrentiel fait en sorte qu'il est probable que ces tarifs soient à la fois facturés et recouvrés. Certaines charges et certains crédits assujettis à la réglementation des services publics ou à l'établissement des tarifs habituellement inscrits à l'état des résultats sont reportés au bilan, puis ils sont censés être inclus dans les tarifs des services futurs pour être recouvrés auprès des clients ou remboursés à ces derniers au cours des exercices ultérieurs.

Établissements réglementés au Canada

Les gazoducs canadiens de TransCanada sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la Loi sur l'Office national de l'énergie. L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de gazoducs réglementés de la société au Canada.

Les services de transport de gaz naturel au Canada de la société sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz naturel qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, selon les modalités approuvées par l'ONÉ. Les tarifs demandés pour ces services sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande auprès de l'organisme de réglementation selon laquelle les coûts d'exploitation prévus, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital investi, déterminent les besoins en produits de l'exercice à venir ou de plusieurs exercices. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les écarts entre les coûts réels et les coûts prévus que les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés. Les principaux gazoducs canadiens réglementés de la société sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

Les résultats du réseau de NGTL pour 2017 et 2016 reflètent les modalités de la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2016 et 2017approuvée par l'ONÉ en avril 2016. Ce règlement prévoit un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un taux d'amortissement composé d'environ 3,16 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et un traitement de transfert de tous les autres coûts.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2015 reflètent les modalités de la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2015. Ce règlement d'un an prévoyait un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un taux d'amortissement composé d'environ 3,1 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et un traitement de transfert de tous les autres coûts.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité en vertu de la demande tarifaire pour la période 2015-2030 approuvée en 2014 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). Les termes du règlement prévoient notamment un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme incitatif comportant un risque à la hausse et un risque à la baisse et la contribution annuelle de 20 millions de dollars après impôts versée par TransCanada pour réduire les besoins en produits. La stabilisation des droits est assurée grâce au recours continu à des comptes de report, notamment le compte d'ajustement provisoire et le compte d'ajustement à long terme (« CALT ») permettant de recueillir l'excédent ou le manque à gagner entre les produits de la société et son coût du service pour chaque année de la durée des droits fixes prévue dans la décision de 2014 de l'ONÉ, soit six ans. Comme l'exige l'ONÉ, le réseau principal au Canada a déposé, le 18 décembre 2017, une demande relative à l'approbation des tarifs pour la période 2018-2020.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs réglementés de TransCanada aux États-Unis sont exploités en vertu des dispositions des lois intitulées ***Natural Gas Act of 1938***, ***Natural Gas Policy Act of 1978*** (« NGA ») et ***Energy Policy Act of 2005***, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La NGA confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes, dont la réglementation des tarifs qui prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle les gazoducs réglementés aux États-Unis peuvent accorder des remises ou négocier leurs tarifs de façon non discriminatoire. Les principaux gazoducs réglementés de la société aux États-Unis, en fonction de sa participation effective et de la longueur totale de la canalisation exploitée, sont décrits ci-après.

Columbia Gas

Les services de transport et de stockage de gaz naturel de Columbia Gas sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. En 2013, un règlement de modernisation a été approuvé par la FERC et qui prévoit le recouvrement des coûts et un rendement du capital investi jusqu'à concurrence de 1,5 milliard de dollars US sur une période de cinq ans pour moderniser le réseau de Columbia Gas et en accroître l'intégrité ainsi que la fiabilité et la souplesse du service. En mars 2016, la FERC a approuvé une prorogation de ce règlement ce qui permettra le recouvrement des coûts et un rendement sur le capital investi additionnel de 1,1 milliard de dollars US sur une période de trois ans jusqu'en 2020.

ANR Pipeline Company

Antérieurement, ANR Pipeline Company était exploitée en vertu de tarifs établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en vigueur pendant toutes les périodes à l'étude, depuis 1997 jusqu'au 31 juillet 2016 inclusivement. Le 1er août 2016, ANR Pipeline Company a commencé à exercer ses activités en vertu des nouveaux tarifs aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC en septembre 2016. Ni ANR Pipeline Company ni les parties au règlement de septembre 2016 ne pourront déposer une demande visant de nouveaux tarifs pour qu'ils entrent en vigueur avant le 1er août 2019. Toutefois, ANR Pipeline Company doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet au plus tard le 1er août 2022.

Great Lakes

Le 30 octobre 2017, Great Lakes a déposé une demande de règlement tarifaire auprès de la FERC pour satisfaire à ses obligations découlant du précédent règlement tarifaire de 2013 pour que de nouveaux tarifs entrent en vigueur le 1er janvier 2018 (le « règlement de 2017 visant Great Lakes »). Ce règlement, s'il est approuvé par la FERC, entraînera une baisse des tarifs maximum de transport de Great Lakes à compter du 1er octobre 2017. Aucun moratoire n'est imposé dans le cadre du règlement de 2017 visant Great Lakes et Great Lakes sera tenue de déposer une demande visant de nouveaux tarifs au plus tard le 31 mars 2022, les nouveaux tarifs devant prendre effet le 1er octobre 2022.

Columbia Gulf

Les services de transport de gaz naturel de Columbia Gulf sont fournis selon un barème tarifaire sous réserve de l'approbation de la FERC. En septembre 2016, la FERC a publié une ordonnance approuvant le règlement non contesté aux termes d'une instance tarifaire qu'elle a amorcée en vertu de l'article 5 de la NGA et selon laquelle le tarif de recours maximum quotidien de Columbia Gulf devait être réduit. Elle portait également sur le traitement des avantages postérieurs au départ à la retraite autre que la retraite, la charge de retraite et les dépenses réglementaires. Selon l'ordonnance de la FERC, Columbia Gulf doit également déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4 de la NGA d'ici le 31 janvier 2020 afin que les tarifs prennent effet le 1er août 2020.

Établissements réglementés au Mexique

Les gazoducs de TransCanada au Mexique sont assujettis à la réglementation de la CRE et sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la CRE. Les tarifs en vigueur relativement aux gazoducs au Mexique de TransCanada ont été établis conformément à des contrats approuvés par la CRE prévoyant le recouvrement des coûts afférents à la prestation de services.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
Actifs réglementaires			
Impôts reportés[1]	**967**	861	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale des États-Unis[2]	**(27)**	—	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette[3]	**—**	1	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite[1,4]	**388**	382	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme[1,5]	**—**	37	1-12
Autres	**71**	74	s.o.
	1 399	1 355	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	**23**	33	
	1 376	1 322	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette[3]	**188**	47	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite[4]	**164**	180	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR[6]	**66**	141	s.o.
Compte d'ajustement à long terme[7]	**1 142**	659	46
Solde en fiducie au titre de la cessation d'exploitation de pipelines	**825**	541	s.o.
Compte d'ajustement provisoire[7]	**202**	451	13
Coût de retrait des installations[8]	**216**	226	s.o.
Impôts reportés	**75**	—	s.o.
Impôts reportés – Réforme fiscale aux États-Unis[2]	**1 659**	—	s.o.
Autres	**47**	54	s.o.
	4 584	2 299	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 14)	**263**	178	
	4 321	2 121	

1 Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouvrés sans allocation de rendement selon l'approbation de l'organisme de réglementation. Par conséquent, ces actifs réglementaires ne sont pas inclus dans la base tarifaire et ne produisent pas un rendement sur l'investissement pendant la période de recouvrement.

2 Ces soldes représentent l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis. Les actifs et les passifs réglementaires seront amortis sur des durées variables qui se rapprochent de la reprise attendue des actifs et passifs d'impôts reportés sous-jacents ayant donné lieu aux actifs et passifs réglementaires. Il y a lieu de se reporter à note 16 « Impôts sur le bénéfice » pour un complément d'information.

3 Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvées par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour les années civiles suivantes.

4 Ces soldes représentent le montant réglementaire imputé au régime de retraite et aux obligations au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite dans la mesure où ces montants devraient être récupérés auprès des clients dans la tarification future.

5 Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau de NGTL représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change en vigueur au moment de l'émission. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère devraient être recouvrés ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.

6 Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires recouvrés aux termes des tarifs approuvés par la FERC et qui n'ont pas été affectés au paiement d'avantages à ses employés. Aux termes d'un règlement tarifaire approuvé par la FERC en septembre 2016, un montant de 26 millions de dollars (21 millions de dollars US) afférent au solde du passif réglementaire au 31 décembre 2017 (46 millions de dollars (34 millions de dollars US) en 2016) qui s'est accumulé entre janvier 2007 et juillet 2016 sera entièrement amorti en date du 31 juillet 2019. Le règlement du reliquat de 40 millions de dollars (32 millions de dollars US) accumulé avant 2007 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.

7 Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts auxquels s'ajoutent la stabilisation des droits au cours de la période de règlement 2015-2030.

8 Ce solde représente les coûts de retrait attendus qui sont compris dans les taux d'amortissement et qui continueront de l'être et qui sont recouvrés dans les tarifs de certaines filiales à tarifs réglementés au titre des coûts futurs devant être engagés.

11. ÉCART D'ACQUISITION

La société a inscrit l'écart d'acquisition suivant à l'égard de ses acquisitions aux États-Unis.

(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – États-Unis	Énergie	Total
Solde au 1er janvier 2016	3 667	1 145	4 812
Acquisition de Columbia (note 5)	10 078	—	10 078
Charge de dépréciation	—	(1 085)	(1 085)
Variations des taux de change	213	(60)	153
Solde au 31 décembre 2016	13 958	—	13 958
Ajustement relatif à Columbia (note 5)	**71**	**—**	**71**
Variations des taux de change	**(945)**	**—**	**(945)**
Solde au 31 décembre 2017	**13 084**	**—**	**13 084**

Au 31 décembre 2017, la juste valeur estimative de Great Lakes dépassait de moins de 10 % sa valeur comptable. La juste valeur de cette unité d'exploitation a été établie à l'aide d'une méthode de l'actualisation des flux de trésorerie. Les hypothèses utilisées dans le cadre de cette méthode concernant la capacité de Great Lakes de créer de la valeur à long terme sur le marché de l'énergie nord-américain tenaient compte de la diminution des tarifs de Great Lakes à compter du 1er octobre 2017 en raison de l'issue attendue du règlement de 2017 visant Great Lakes. Cette diminution a été atténuée par les flux de trésorerie attendus découlant du contrat de transport à long terme avec le réseau principal au Canada, d'autres occasions visant l'utilisation accrue du réseau et l'élimination, dans le cadre du règlement de 2017 visant Great Lakes, du mécanisme de partage des produits avec ses clients. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes aient été positifs, il est possible que la réduction des flux de trésorerie prévisionnels ou des changements défavorables apportés à d'autres hypothèses clés entraînent une dépréciation future d'une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à Great Lakes. Au 31 décembre 2017, le solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes se chiffrait à 573 millions de dollars US (573 millions de dollars US en 2016).

Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis de la société, 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, y compris l'écart d'acquisition. La juste valeur de l'unité d'exploitation a été déterminée au moyen de plusieurs méthodes combinées, dont l'approche par les flux de trésorerie actualisés, et d'une estimation de la contrepartie qui serait tirée d'une vente éventuelle. Pour calculer la juste valeur, les flux de trésorerie attendus ont été actualisés selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition à l'égard de la valeur comptable intégrale de 1 085 millions de dollars en 2016 (656 millions de dollars après les impôts) afférente à l'écart d'acquisition de Ravenswood dans le secteur de l'énergie.

12. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Projets d'investissement en cours d'aménagement	**596**	2 094
Actifs d'impôts reportés (note 16)	**316**	392
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	**193**	189
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 24)	**73**	133
Autres	**306**	218
	1 484	3 026

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

En juillet 2017, la société a été informée que Pacific Northwest LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy (« Progress ») résilierait son entente conclue avec TransCanada relativement à l'aménagement du projet de TGPR avec prise d'effet le 10 août 2017. Conformément aux modalités de l'entente, tous les coûts qui ont été engagés pour l'avancement du projet, y compris les frais financiers, peuvent être recouvrés en totalité à la résiliation de l'entente. En octobre 2017, la société avait reçu de Progress le remboursement intégral de 634 millions de dollars.

Dépréciation d'Énergie Est et des projets connexes

Le 5 octobre 2017, la société a informé l'ONÉ, qu'elle mettait fin à ses projets Énergie Est, de réseau principal de l'Est et du pipeline Upland. En raison de cette décision, la société a évalué le reste de ses projets d'investissement en cours d'aménagement afférents aux projets Énergie Est et du pipeline Upland, incluant la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Par conséquent, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 1 153 millions de dollars (870 millions de dollars après les impôts) dans le secteur des pipelines de liquides. En raison de l'incapacité d'obtenir une décision réglementaire, il n'y a eu aucun recouvrement de coûts auprès de tiers. La charge hors trésorerie a été inscrite dans les charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs à l'état consolidé des résultats.

Dépréciation de conventions d'achat d'électricité

En.mars 2016, TransCanada a émis un avis à l'Alberta Balancing Pool concernant la décision de résilier ses CAE de Sheerness et de Sundance A. Conformément aux dispositions des CAE, un acheteur a été autorisé à résilier le contrat si une loi a été modifiée faisant en sorte que ledit contrat est peu rentable ou moins rentable. Par suite des modifications apportées au règlement intitulé ***Specified Gas Emitters*** de l'Alberta, la société s'attendait à ce que les coûts afférents aux émissions de carbone augmenteraient au cours de la durée restante des CAE, ce qui aurait pour effet d'accroître la non rentabilité de ces contrats. Par conséquent, en 2016, la société a comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 211 millions de dollars (155 millions de dollars après les impôts) dans son secteur de l'énergie, ce qui représente la valeur comptable des CAE qui a été portée dans les actifs incorporels et autres actifs. Au moment du règlement définitif afférent à la résiliation de CAE en décembre 2016, TransCanada a transféré à l'Alberta Balancing Pool des crédits relatifs à la qualité de l'environnement détenus pour atténuer les coûts d'émissions relatifs aux CAE et inscrit une charge hors trésorerie de 92 millions de dollars à la cession (68 millions de dollars après les impôts) afférente à la valeur comptable de ces crédits relatifs à la qualité de l'environnement.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, la dotation aux amortissements totalisant 9 millions de dollars (52 millions de dollars en 2015) a été inscrite à l'état consolidé des résultats, avant que les CAE ne soient résiliées.

13. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2017 Encours au 31 décembre	2017 Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	2016 Encours au 31 décembre	2016 Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
En dollars CA	**884**	**1,6 %**	509	0,9 %
En dollars US (688 $ US en 2017; 197 $ US en 2016)	**862**	**2,2 %**	265	0,5 %
En pesos mexicains (275 MXN en 2017)	**17**	**8,0 %**	—	—
	1 763		774	

Au 31 décembre 2017, le billet à payer comprenait un emprunt à court terme contracté par TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »), TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL »), TransCanada PipeLine USA Ltd. (« TCPL USA »), Columbia et une filiale mexicaine.

Au 31 décembre 2017, les facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totalisaient 11,0 milliards de dollars (11,1 milliards de dollars en 2016). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux variables négociés de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

aux 31 décembre (en milliards de dollars canadiens, sauf indication contraire)			2017		2016
Emprunteur	**Objet**	**Échéance**	**Total des facilités**	**Capacité inutilisée**	**Total des facilités**
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogeables[1]					
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2022	**3,0**	**3,0**	3,0
TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TCPL et à des fins générales	Décembre 2018	**2,0 US**	**2,0 US**	2,0 US
TCPL USA	Utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2018	**1,0 US**	**0,6 US**	1,0 US
Columbia	Utilisée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL	Décembre 2018	**1,0 US**	**1,0 US**	1,0 US
TAIL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TAIL et à des fins générales, garantie par TCPL	Décembre 2018	**0,5 US**	**0,5 US**	0,5 US
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue[1]					
TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue	**1,9**	**0,5**	1,9
Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue	**5,0 MXN**	**4,7 MXN**	—

1 Les divers accords de crédit avec les filiales de la société peuvent limiter leur capacité à déclarer et à payer des dividendes ou à effectuer des distributions dans certaines circonstances. Si de telles restrictions s'appliquent, elles pourraient, par conséquent, avoir une incidence sur la capacité de la société à déclarer et à payer des dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées. Par ailleurs, aux termes de ces accords de crédit, la société doit se conformer à diverses clauses comportant obligation de faire et de ne pas faire tout en maintenant certains ratios financiers. Au 31 décembre 2017, la société se conformait à l'ensemble des clauses restrictives.

Le coût de maintien des facilités susmentionnées était de 7 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 (10 millions de dollars en 2016; 11 millions de dollars en 2015).

Au 31 décembre 2017, les sociétés qui sont affiliées à la société et que celle-ci exploite disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à un montant supplémentaire de 0,4 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars en 2016).

14. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Fournisseurs	**2 847**	2 443
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	**387**	607
Actions non rachetées de Columbia	**312**	317
Passifs réglementaires (note 10)	**263**	178
Autres	**248**	316
	4 057	3 861

15. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	**389**	448
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	**72**	330
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	**98**	108
Garanties (note 27)	**16**	82
Autres	**152**	215
	727	1 183

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Réforme fiscale aux États-Unis

Le 22 décembre 2017, le Président des États-Unis a entériné la loi intitulée *Tax Cuts and Job Acts* (la « réforme fiscale aux États-Unis » ou la « Loi »). Ainsi, le taux d'imposition fédéral en vigueur sur le revenu des sociétés aux États-Unis a reculé, passant de 35 % à 21 % à compter du 1er janvier 2018, ce qui a donné lieu à une réévaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés existants des entreprises américaines de la société pour prendre en compte le nouveau taux d'imposition réduit au 31 décembre 2017.

En ce qui a trait aux entreprises américaines de la société qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la réduction des taux d'imposition en vigueur a donné lieu à une diminution nette des passifs d'impôts reportés et de la charge d'impôts reportés de 816 millions de dollars.

Quant aux entreprises américaines de la société qui sont assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la baisse des taux d'imposition a entraîné une diminution nette des passifs d'impôts reportés et la constatation d'un passif réglementaire au bilan consolidé d'un montant de 1 686 millions de dollars.

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

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

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

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

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Exigibles			
Canada	**113**	116	44
Pays étrangers	**36**	40	92
	149	156	136
Reportés			
Canada	**(185)**	101	33
Pays étrangers	**751**	95	(135)
Pays étrangers – Réforme fiscale aux États-Unis	**(804)**	—	—
	(238)	196	(102)
(Recouvrement) charge d'impôts	**(89)**	352	34

Répartition géographique du bénéfice (de la perte) avant les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Canada	**(339)**	219	(624)
Pays étrangers	**3 645**	618	(482)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	**3 306**	837	(1 106)

Rapprochement (du recouvrement) de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	**3 306**	837	(1 106)
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	**27 %**	**27 %**	**26 %**
Charge d'impôts prévue (recouvrement d'impôts prévu)	**893**	226	(288)
Réforme fiscale aux États-Unis	**(804)**	—	—
Différence des taux d'imposition étrangers	**(81)**	(196)	14
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	**(64)**	(68)	(56)
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	**(42)**	81	159
Tranche non imposable des gains en capital	**(42)**	—	—
Charges de dépréciation d'actifs[1]	**34**	242	170
Montants non déductibles	**4**	46	—
Modifications du taux d'imposition et de la législation fiscale	**—**	—	34
Autres	**13**	21	1
(Recouvrement) charge d'impôts	**(89)**	352	34

1 Déduction faite d'un montant de néant (112 millions de dollars en 2016; 311 millions de dollars en 2015) attribué à des taux d'imposition plus élevés.

Actifs et passifs d'impôts reportés

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	**1 379**	2 063
Écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés et des actifs destinés à la vente	**651**	1 168
Montants reportés réglementaires et autres	**512**	277
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	**216**	446
Instruments financiers	**10**	34
Autres	**227**	352
	2 995	4 340
Moins : provision pour moins-value	**832**	1 336
	2 163	3 004
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	**6 240**	9 015
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**632**	905
Impôts sur les besoins en produits futurs	**238**	198
Autres	**140**	156
	7 250	10 274
Montant net des passifs d'impôts reportés	**5 087**	7 270

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016
Actifs d'impôts reportés		
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	**316**	392
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	**5 403**	7 662
Montant net des passifs d'impôts reportés	**5 087**	7 270

Au 31 décembre 2017, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 280 millions de dollars (1 786 millions de dollars en 2016) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2030 à 2037. La société n'a pas constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital de 668 millions de dollars (654 millions de dollars en 2016) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada. Elle dispose également de crédits d'impôts minimums de 82 millions de dollars en Ontario (68 millions de dollars en 2016), qui échoient de 2026 à 2037.

Au 31 décembre 2017, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 1 800 millions de dollars US (2 545 millions de dollars US en 2016) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2037. La société n'a constaté aucune économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 710 millions de dollars US (58 millions de dollars US en 2016) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis. Elle dispose également de crédits d'impôts minimums de remplacement de 56 millions de dollars US (37 millions de dollars US en 2016).

Au 31 décembre 2017, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette inutilisées de 7 millions de dollars US (54 millions de dollars US en 2016) au Mexique, qui échoient en 2024 et en 2027.

Bénéfices non répartis des établissements étrangers

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur le bénéfice. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts reportés auraient été supérieurs d'environ 569 millions de dollars au 31 décembre 2017 (481 millions de dollars en 2016).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2017, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 247 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 105 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2016; versements de 162 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2015).

Rapprochement des économies d'impôts non comptabilisées

Le rapprochement des changements annuels du total des économies d'impôts non comptabilisées s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**	**2015**
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	**18**	17	18
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	**—**	3	2
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	**(1)**	—	(2)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	**2**	2	1
Règlement	**—**	(1)	—
Caducité des délais de prescription	**(4)**	(3)	(2)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	**15**	18	17

Sous réserve des résultats des travaux d'audit par les autorités fiscales et d'autres modifications législatives, TransCanada ne prévoit pas, au cours des 12 prochains mois, apporter d'autres ajustements aux économies d'impôts non comptabilisées qui auraient une incidence significative sur ses états financiers.

TransCanada et ses filiales sont assujetties à l'impôt fédéral et provincial au Canada, à l'impôt fédéral, étatique et local aux États-Unis ou à l'impôt sur le bénéfice d'autres territoires à l'étranger. La société a essentiellement réglé toutes les questions fiscales fédérales et provinciales au Canada pour les exercices allant jusqu'à 2009 inclusivement. La quasi totalité des questions d'impôt fédéral, étatique et local d'importance aux États-Unis a été réglée pour les exercices allant jusqu'à 2010 inclusivement.

TransCanada impute à la charge d'impôts les intérêts et les pénalités liés aux incertitudes en matière de fiscalité. La charge d'impôts de l'exercice clos le 31 décembre 2017 comprend un montant de néant au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (néant au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2016; reprise de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2015). Au 31 décembre 2017, la société avait constaté 4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités (4 millions de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités au 31 décembre 2016).

17. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2017 Encours au 31 décembre	2017 Taux d'intérêt[1]	2016 Encours au 31 décembre	2016 Taux d'intérêt[1]
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2018 à 2020	**500**	**10,8 %**	600	10,7 %
En dollars US (400 $ US en 2017 et 2016)	2021	**501**	**9,9 %**	537	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2019 à 2047	**6 504**	**4,9 %**	5 804	4,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (14 892 $ US en 2017; 14 642 $ US en 2016)	2018 à 2045	**18 644**	**5,1 %**	19 660	5,1 %
Facilité de crédit-relais d'acquisition (néant en 2017; 2 013 $ US en 2016)	—	**—**	**—**	2 702	1,9 %
		26 149		29 303	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	**100**	**9,9 %**	100	9,9 %
En dollars US (200 $ US en 2017 et 2016)	2023	**250**	**7,9 %**	269	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	**504**	**7,4 %**	504	7,4 %
En dollars US (33 $ US en 2017 et 2016)	2026	**41**	**7,5 %**	44	7,5 %
		895		917	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
Facilité de crédit-relais d'acquisition (néant en 2017; 1 700 $ US en 2016)	—	**—**	**—**	2 283	1,9 %
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (2 750 $ US en 2017 et 2016)[2]	2018 à 2045	**3 443**	**4,0 %**	3 692	4,0 %
TC PIPELINES, LP					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (185 $ US en 2017; 160 $ US en 2016)	2021	**232**	**2,7 %**	215	1,9 %
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (670 $ US en 2017 et 2016)[3]	2020 à 2022	**839**	**2,7 %**	899	1,9 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (1 200 $ US en 2017; 700 $ US en 2016)	2021 à 2027	**1 502**	**4,4 %**	940	4,7 %
		2 573		2 054	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (672 $ US en 2017 et 2016)	2021 à 2026	**842**	**7,2 %**	903	7,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (55 $ US en 2017; 65 $ US en 2016)	2019	**69**	**1,1 %**	87	1,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 $ US en 2017 et 2016)	2020 à 2035	**313**	**5,6 %**	336	5,6 %
		382		423	

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2017 Encours au 31 décembre	2017 Taux d'intérêt[1]	2016 Encours au 31 décembre	2016 Taux d'intérêt[1]
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (259 $ US en 2017; 278 $ US en 2016)	2018 à 2030	**324**	**7,7 %**	373	7,7 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang non garantis[4]					
En dollars US (30 $ US en 2017; 53 $ US en 2016)	2018	**38**	**6,0 %**	71	6,0 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (25 $ US en 2017; 10 $ US en 2016)	2020	**31**	**1,1 %**	13	1,9 %
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (néant en 2017; 12 $ US en 2016)	—	**—**	**—**	16	4,0 %
		31		29	
		34 677		40 048	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		**(2 866)**		(1 838)	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		**(174)**		(191)	
Ajustements de la juste valeur[5]		**238**		293	
		31 875		38 312	

1 Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre des activités gazières réglementées de la société au Canada, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'approuvent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.

2 Certaines filiales de Columbia ont garanti les remboursements du capital des billets de premier non garantis de Columbia. Chacun des garants des obligations de Columbia est tenu de se conformer aux clauses restrictives en vertu de l'acte régissant la dette. En cas de défaut, les garants seraient obligés de rembourser le capital et les intérêts.

3 Les facilités d'emprunt à terme de 170 millions de dollars US et de 500 millions de dollars US ont été modifiées en septembre 2017 afin de proroger les échéances de 2018 à 2020 et 2022, respectivement.

4 Ces billets sont garantis au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, de garanties existantes et nouvelles, de lettres de crédit et de sûretés accessoires.

5 Les ajustements de la juste valeur comprennent un montant de 242 millions de dollars (293 millions de dollars en 2016) afférent à l'acquisition de Columbia. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Acquisition de Columbia » pour un complément d'information. Par ailleurs, les ajustements de la juste valeur tiennent compte d'une diminution de 4 millions de dollars (néant en 2016) ayant trait au risque de taux d'intérêt ayant fait l'objet d'une couverture. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2017, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissaient approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2018	2019	2020	2021	2022
Remboursements de capital sur la dette à long terme	2 866	3 189	2 834	2 085	1 929

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2017 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2019	550 US	Variable
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2019	700 US	2,125 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Mars 2028	300	3,39 %
	Septembre 2017	Billets à moyen terme	Septembre 2047	700	4,33 %
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition[1]	Juin 2018	5 213 US	Variable
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juillet 2023	300	3,69 % [2]
	Juin 2016	Billets à moyen terme	Juin 2046	700	4,35 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2026	850 US	4,875 %
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2019	400 US	3,125 %
	Novembre 2015	Billets de premier rang non garantis	Novembre 2017	1 000 US	1,625 %
	Octobre 2015	Billets à moyen terme	Novembre 2041	400	4,55 %
	Juillet 2015	Billets à moyen terme	Juillet 2025	750	3,30 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 US	4,60 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	500 US	1,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	Janvier 2018	250 US	Variable
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Août 2017	Emprunt à terme	Août 2020	25 US	Variable
	Avril 2016	Emprunt à terme	Avril 2019	10 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Mai 2017	Billets de premier rang non garantis	Mai 2027	500 US	3,90 %
	Septembre 2015	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2018	170 US	Variable
	Mars 2015	Billes de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
	Juin 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition[1]	Juin 2018	1 700 US	Variable
ANR PIPELINE COMPANY					
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	Juin 2026	240 US	4,14 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
	Juin 2015	Emprunt à terme non garanti	Juin 2019	75 US	Variable

1 Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de l'émission d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016 et le produit de la vente de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis a été affecté au remboursement intégral du reliquat des facilités de crédit-relais d'acquisition au deuxième trimestre de 2017.

2 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du programme d'émission de billets à moyen terme pré-existant. Des billets ont été émis à prime, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 2,69 %.

Remboursements de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme remboursés par la société au cours des trois exercices clos le 31 décembre 2017 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Décembre 2017	Débentures	100	9,80 %
	Novembre 2017	Billets de premier rang non garantis	1 000 US	1,625 %
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition[1]	1 513 US	Variable
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition[1]	500 US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,10 %
	Novembre 2016	Facilité de crédit-relais d'acquisition[1]	3 200 US	Variable
	Octobre 2016	Billets à moyen terme	400	4,65 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	84 US	7,69 %
	Juin 2016	Billets de premier rang non garantis	500 US	Variable
	Janvier 2016	Billets de premier rang non garantis	750 US	0,75 %
	Août 2015	Débentures	150	11,90 %
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	3,40 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	0,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 US	4,875 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY				
	Août 2017	Billets de premier rang garantis	12 US	3,82 %
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.				
	Juin 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition[1]	630 US	Variable
	Avril 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition[1]	1 070 US	Variable
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Débentures	225	12,20 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

1 Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au TIOL majoré d'une marge applicable. Le produit de l'émission d'actions ordinaires au quatrième trimestre de 2016 et le produit de la vente de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis ont été affectés au remboursement intégral du reliquat des facilités de crédit-relais d'acquisition au deuxième trimestre de 2017.

Intérêts débiteurs

Les intérêts débiteurs au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Intérêts sur la dette à long terme	**1 794**	1 765	1 487
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	**348**	180	116
Intérêts sur la dette à court terme	**33**	18	16
Intérêts capitalisés	**(173)**	(176)	(280)
Amortissement et autres charges financières[1]	**67**	211	31
	2 069	1 998	1 370

1 L'amortissement et les autres charges financières comprennent l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif ainsi que les variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux variations des taux d'intérêt. En 2016, ce montant englobe des paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars afférents à des reçus de souscription émis en vue de financer une partie de l'acquisition de Columbia. Il y a lieu de se reporter à la note 20 « Actions ordinaires » pour un complément d'information.

La société a effectué des paiements d'intérêt de 1 987 millions de dollars en 2017 (1 721 millions de dollars en 2016; 1 266 millions de dollars en 2015) sur la dette à long terme,les billets subordonnés de rang inférieur et les billets à payer, déduction faite des intérêts capitalisés.

18. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2017 Encours au 31 décembre	2017 Taux d'intérêt effectif	2016 Encours au 31 décembre	2016 Taux d'intérêt effectif
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Billets d'un montant de 1 000 $ US émis en 2007[1]	2067	**1 252**	**5,0 %** [3]	1 343	6,4 %
Billets d'un montant de 750 $ US émis en 2015[1,2]	2075	**939**	**5,9 %**	1 007	5,5 %
Billets d'un montant de 1 200 $ US émis en 2016[1,2]	2076	**1 502**	**6,6 %**	1 611	6,2 %
Billets d'un montant de 1 500 $ US émis en 2017[1,2]	2077	**1 878**	**5,6 %**	—	—
Billets d'un montant de 1 500 $ émis en 2017[1,2]	2077	**1 500**	**5,1 %**	—	—
		7 071		3 961	
Escompte et frais d'émission non amortis relatifs à la dette		**(64)**		(30)	
		7 007		3 931	

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

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

3 En mai 2017, le taux fixe de 6,35 % auquel sont assujettis les billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1 milliard de dollars US a été converti en un taux variable qui est ajusté chaque trimestre au TIOL de trois mois majoré de 2,21 %.

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

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

En août 2016, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2016-A pour un montant de 1,2 milliard de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,875 % pendant les dix premières années, puis à taux variable par la suite. Le produit intégral de l'émission par la fiducie a été prêté à TCPL sous forme de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter d'août 2026 jusqu'en août 2046 au TIOL de trois mois majoré de 4,89 % par année; il sera ajusté à compter d'août 2046 jusqu'en août 2076 au TIOL de trois mois majoré de 5,64 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 août 2026, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

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

19. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans le bilan consolidé s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	**1 852**	1 596
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System	**—**	130
	1 852	1 726

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle de la société présenté dans l'état consolidé des résultats s'établit comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**	**2015**
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	**220**	215	(13)
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System[1]	**9**	20	19
Participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP[2]	**9**	17	—
	238	252	6

1 Participation sans contrôle pour la période allant du 1er janvier au 31 mai 2017, alors que TransCanada a vendu sa participation résiduelle dans PNGTS à TC Pipelines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

2 Participation sans contrôle jusqu'au 17 février 2017, date à laquelle toutes les parts ordinaires de CPPL détenues dans le public ont été acquises.

TC Pipelines, LP

En 2017, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 73,2 % à 74,3 % à la suite de l'émission périodique de parts ordinaires dans TC PipeLines, LP en faveur de tiers en vertu du programme d'émission d'actions au cours du marché (le « programme ACM »). En 2016, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP variait de 72,0 % à 73,2 % et en 2015, elle variait de 71,7 % à 72,0 %.

En décembre 2015, TC PipeLines, LP a inscrit une charge de dépréciation de 199 millions de dollars US relativement à sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. La quote-part de cette charge attribuable à la participation sans contrôle se chiffrait à 143 millions de dollars US et a été imputée au bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle en 2015.

Portland Natural Gas Transmission System

Le 1er juin 2017, TransCanada a vendu sa participation résiduelle de 11,81 % qu'elle détenait directement dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») en faveur de TC PipeLines, LP. Par conséquent, la participation sans contrôle dans PNGTS était de néant au 31 décembre 2017. La participation sans contrôle dans PNGTS au 31 décembre 2016 représentait la participation de 38,3 % détenue par des tiers. Le 1er janvier 2016, TransCanada a vendu sa participation de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

En 2017, TransCanada a reçu des honoraires, au titre de services rendus, de 5 millions de dollars de la part de TC PipeLines, LP (5 millions de dollars en 2016; 4 millions de dollars en 2015) et de 4 millions de dollars de la part de PNGTS avant le 1er juin 2017 (10 millions de dollars en 2016; 11 millions de dollars en 2015).

Columbia Pipeline Partners LP

Le 1er juillet 2016, TransCanada a acquis Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle de 53,5 % dans CPPL. Le 17 février 2017, TransCanada a acquis toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public pour un prix de 17,00 $ US la part ordinaire et un paiement de distribution pour la période tampon de 0,10 $ US la part ordinaire, pour une transaction d'une valeur globale de 921 millions de dollars US. Comme il s'agit d'une transaction entre entités sous contrôle commun, elle a été prise en compte dans les capitaux propres.

Au 31 décembre 2016, le montant intégral de 1 073 millions de dollars (799 millions de dollars US) relatif à la participation sans contrôle de TransCanada dans CPPL a été constaté au titre des parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat au bilan consolidé. La société a classé cette participation sans contrôle hors des capitaux propres étant donné que les droits de rachat potentiels s'y rattachant n'étaient pas de son ressort.

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

Par suite de la production tardive d'un formulaire 8-K relatif au personnel auprès de la SEC, en mars 2016, TC Pipelines, LP a perdu son droit d'utiliser la déclaration d'enregistrement qui était alors en vigueur au moment du dépôt de son rapport annuel de 2015. Par conséquent, il a été établi que les acquéreurs des 1,6 million de parts ordinaires qui avaient été émises entre le 8 mars 2016 et le 19 mai 2016 aux termes du programme ACM de TC Pipelines, LP pourraient avoir un droit de résolution d'un montant égal au prix d'achat payé pour les parts, plus les intérêts prévus par la loi et moins toute distribution versée, au moment de la remise des parts à TC Pipelines, LP dans l'année suivant l'achat.

Ainsi, au 31 décembre 2016, un montant de 106 millions de dollars (82 millions de dollars US) relatif aux parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat était inscrit au bilan consolidé. La société a classé ces 1,6 million de parts ordinaires hors des capitaux propres étant donné que les droits de résolution potentiels s'y rattachant n'étaient pas de son ressort. Au 31 décembre 2017, tous les droits de résolution classés antérieurement hors des capitaux propres étaient devenus caducs et avaient été reclassés dans les capitaux propres. Ces droits expirent un an après la date d'achat de chaque part et aucun porteur de parts n'a revendiqué l'un ou l'autre de ces droits de résolution ni tenté de l'exercer avant la date d'expiration.

20. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1er janvier 2015	708 662	12 202
Exercice d'options	737	30
Rachat d'actions	(6 785)	(130)
En circulation au 31 décembre 2015	702 614	12 102
Actions émises aux termes d'appels publics à l'épargne[1]	156 825	7 752
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	2 942	177
Exercice d'options	1 683	74
Rachat d'actions	(305)	(6)
En circulation au 31 décembre 2016	863 759	20 099
Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions	**12 824**	**790**
Programme d'émission d'actions au cours du marché[1]	**3 462**	**216**
Exercice d'options	**1 331**	**62**
En circulation au 31 décembre 2017	**881 376**	**21 167**

1 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

Actions ordinaires émises et en circulation

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le 1er juillet 2016, la société a réinstauré l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes (« RRD ») et et de son régime d'achat d'actions. Aux termes de ces régimes, les détenteurs admissibles d'actions ordinaires et privilégiées de TransCanada peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires de TransCanada. Des actions ordinaires sont émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %.

Programme d'émission d'actions au cours du marché de TransCanada Corporation

En juin 2017, la société a mis sur pied un programme au cours du marché qui lui permet d'émettre, à l'occasion, des actions ordinaires sur le capital-actions autorisé au cours du marché au moment de la vente par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto ou de la Bourse de New York ou de tout autre marché boursier sur lequel les actions ordinaires de TransCanada sont négociées au Canada ou aux États-Unis. Le programme au cours du marché, en vigueur pour une période de 25 mois, est utilisé au besoin pour gérer la structure du capital de la société au fil du temps. Dans le cadre de ce programme, la société peut émettre jusqu'à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains d'actions ordinaires. En 2017, 3,5 millions d'actions ordinaires avaient été émises en vertu du programme au cours du marché au prix moyen de 63,03 $ l'action pour un produit brut de 218 millions de dollars . Les commissions et honoraires connexes se sont chiffrés à quelque 2 millions de dollars, pour un produit net de 216 millions de dollars.

Appel public à l'épargne portant sur les actions ordinaires et reçus de souscription

En avril 2016, la société a émis 96,6 millions de reçus de souscription pour financer une partie de l'acquisition de Columbia au prix de 45,75 $ le reçu, pour un produit brut d'environ 4,4 milliards de dollars. Les porteurs de reçus de souscription ont reçu une action ordinaire en échange de chaque reçu de souscription le 1er juillet 2016 à la clôture de l'acquisition. Les porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016 et le 30 juin 2016 ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, un versement en trésorerie équivalent aux dividendes déclarés relativement à chaque action ordinaire. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, des paiements d'équivalent de dividendes de l'ordre de 109 millions de dollars sur ces reçus de souscription avaient été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs.

En novembre 2016, la société a émis 60,2 millions d'actions ordinaires au prix de 58,50 $ l'action, pour un produit brut d'environ 3,5 milliards de dollars. Le produit de ce placement a été affecté au remboursement d'une partie du crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US qui a servi à financer partiellement la réalisation de l'acquisition de Columbia.

Rachat d'actions ordinaires

En novembre 2015, la société a reçu l'approbation de la Bourse de Toronto à l'égard de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités lui permettant de procéder au rachat, aux fins d'annulation, d'au plus 21 millions d'actions ordinaires, nombre qui représente 3 % du total des actions alors émises et en circulation. Dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, qui a pris fin en novembre 2016, la société a racheté ces actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX et d'autre bourses et marchés publiés désignés au Canada, ou encore par le truchement d'achats par blocs de titres hors bourse de gré à gré.

En janvier 2016, la société a racheté 305 407 de ses actions ordinaires au prix moyen de 44,90 $ pour un total de 14 millions de dollars. Le coût moyen pondéré de ces actions s'est chiffré à 6 millions de dollars et l'écart de 8 millions de dollars entre le prix total payé et le coût moyen pondéré a été imputé au surplus d'apport.

En décembre 2015, la société a racheté 6 784 738 de ses actions ordinaires au prix moyen de 43,29 $ pour un total de 294 millions de dollars. Le coût moyen pondéré de ces actions a été de 130 millions de dollars et l'écart de 164 millions de dollars entre le prix total payé et le coût moyen pondéré a été imputé au surplus d'apport.

Bénéfice net (perte nette) par action de base et dilué(e)

Le bénéfice net (la perte nette) par action ordinaire est calculé(e) en divisant le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation. Le nombre moyen pondéré d'actions supérieur utilisé pour le calcul du bénéfice dilué par action s'explique par les options pouvant être exercées aux termes du régime d'options sur actions de TransCanada et par les actions en circulation en vertu du RRD.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)	**2017**	**2016**	**2015**
De base	**872**	759	709
Dilué	**874**	760	709

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	**Prix d'exercice moyen pondéré**	**Durée contractuelle moyenne pondérée à courir** (en années)
En cours au 1er janvier 2017	10 630	48,28 $	
Attribution	**2 066**	**62,22 $**	
Exercice	**(1 331)**	**42,03 $**	
Extinction/expiration	**(339)**	**56,89 $**	
En cours au 31 décembre 2017	**11 026**	**51,38 $**	**3,9**
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2017	**6 559**	**48,59 $**	**3,0**

Au 31 décembre 2017, 11 902 759 actions ordinaires supplémentaires étaient réservées pour émission future conformément au régime d'options sur actions de TransCanada. La durée contractuelle des options attribuées est de sept ans. Les options peuvent être exercées au prix fixé au moment de leur attribution, et les droits s'y rattachant deviennent acquis à chacune des trois dates d'anniversaire de l'attribution subséquentes. Les options sur actions peuvent être frappées d'extinction en raison de leur expiration et, si leurs droits ne sont pas devenus acquis antérieurement, de la démission ou de la cessation d'emploi du porteur.

La société utilise un modèle binomial pour déterminer la juste valeur des options attribuées en se fondant sur les hypothèses moyennes pondérées suivantes :

exercices clos les 31 décembre	2017	2016	2015
Juste valeur moyenne pondérée	**7,22 $**	5,67 $	6,45 $
Durée prévue (en années)	**5,7**	5,8	5,8
Taux d'intérêt	**1,2 %**	0,7 %	1,1 %
Volatilité[1]	**18 %**	21 %	18 %
Rendement de l'action	**3,6 %**	4,9 %	3,7 %
Taux d'extinction[2]	**—**	5 %	5 %

1 La volatilité est déterminée en fonction de la moyenne de la volatilité historique et de la volatilité implicite des actions ordinaires de la société.

2 Le 1er janvier 2017, TransCanada a décidé d'exercer le choix de comptabiliser les extinctions à mesure qu'elles surviennent conformément aux nouvelles directives afférentes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la note 3 « Modifications comptables » pour un complément d'information.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 12 millions de dollars en 2017 (15 millions de dollars en 2016; 13 millions de dollars en 2015). Au 31 décembre 2017, les coûts de rémunération non comptabilisés au titre des options sur actions pour lesquels les droits ne sont pas acquis se sont élevés à 15 millions de dollars. Les coûts sont censés être entièrement comptabilisés sur une période de trois ans.

Le tableau qui suit résume les renseignements supplémentaires au sujet des options sur actions :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2017	2016	2015
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	**28**	31	10
Juste valeur des actions aux droits acquis	**140**	126	91
Total des actions aux droits acquis	**2,3 millions**	2,1 millions	2,0 millions

Au 31 décembre 2017, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 83 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 110 millions de dollars.

Régime de droits à l'intention des actionnaires

Le régime de droits à l'intention des actionnaires de TransCanada est conçu de manière à accorder au conseil d'administration le temps nécessaire pour explorer et élaborer d'autres propositions visant à maximiser la valeur actionnariale si la société est visée par une offre publique d'achat et à favoriser le traitement équitable des actionnaires, le cas échéant. Chaque action ordinaire est assortie d'un droit qui, dans certaines circonstances, permet à certains actionnaires d'acquérir une action ordinaire additionnelle de la société pour la moitié du cours alors en vigueur d'une action ordinaire.

21. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

aux 31 décembre	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action	Prix de rachat par action	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en[1,2]	2017	2016	2015
							(en millions de dollars canadiens)[3]		
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif									
Série 1	9 498	3,266 %	0,8165 $	25,00 $	31 décembre 2019	Série 2	**233**	233	233
Série 2	12 502	Variable[4]	Variable	25,00 $	31 décembre 2019	Série 1	**306**	306	306
Série 3	8 533	2,152 %	0,538 $	25,00 $	30 juin 2020	Série 4	**209**	209	209
Série 4	5 467	Variable[4]	Variable	25,00 $	30 juin 2020	Série 3	**134**	134	134
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 $	25,00 $	30 janvier 2021	Série 6	**310**	310	342
Série 6	1 286	Variable[4]	Variable	25,00 $	30 janvier 2021	Série 5	**32**	32	—
Série 7	24 000	4,00 %	1,00 $	25,00 $	30 avril 2019	Série 8	**589**	589	589
Série 9	18 000	4,25 %	1,0625 $	25,00 $	30 octobre 2019	Série 10	**442**	442	442
Série 11	10 000	3,80 %	0,95 $	25,00 $	30 novembre 2020	Série 12	**244**	244	244
Série 13	20 000	5,50 %	1,375 $	25,00 $	31 mai 2021	Série 14	**493**	493	—
Série 15	40 000	4,90 %	1,225 $	25,00 $	31 mai 2022	Série 16	**988**	988	—
							3 980	3 980	2 499

1 Les porteurs d'actions de chaque série paire d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes par action préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable en fonction d'un taux annualisé égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours (le « taux des bons du Trésor) majoré de 1,92 % (série 2), 1,28 % (série 4), 1,54 % (série 6), 2,38 % (série 8), 2,35 % (série 10), 2,96 % (série 12), 4,69 % (série 14) et 3,85 % (série 16). Ces taux sont ajustés chaque trimestre selon le taux alors en vigueur des bons du Trésor.

2 Les porteurs d'actions de séries impaires d'actions privilégiées en circulation auront droit à des dividendes préférentiels fixes cumulatifs trimestriels dont le taux sera révisé à la date de rachat et d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite, à un taux annualisé égal au taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans majoré de 1,92 % (série 1), 1,28 % (série 3), 1,54 % (série 5), 2,38 % (série 7), 2,35 % (série 9), 2,96 % (série 11), 4,69 % sous réserve d'un taux minimum de 5,50 % (série 13) et 3,85 % sous réserve d'un taux minimum de 4,90 % (série 15).

3 Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.

4 Le taux variable des dividendes trimestriels est de 2,792 % pour les actions privilégiées de série 2 et de 2,152 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 29 décembre 2017 au 29 mars 2018, exclusivement. Le taux variable des dividendes trimestriels est de 2,549 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2017 au 30 janvier 2018, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.

En février 2016, les porteurs de 1 285 739 actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 5 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 6.

En avril 2016, la société a réalisé un appel public à l'épargne portant sur 20 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux minimal ajusté de série 13 au prix de 25 $ l'action, ce qui a donné lieu à un produit brut de 500 millions de dollars.

En novembre 2016, la société a réalisé un appel public à l'épargne portant sur 40 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif et à taux minimal ajusté de série 15 au prix de 25 $ l'action, ce qui a donné lieu à un produit brut de 1,0 milliard de dollars.

En mars 2015, TransCanada a réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 10 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 11 au prix de 25 $ l'action, pour un produit brut de 250 millions de dollars.

En juin 2015, les porteurs de 5 466 595 actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 3 ont exercé leur option de conversion en des actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif de série 4.

Les porteurs d'actions privilégiées ont droit à un dividende préférentiel trimestriel fixe cumulatif, lorsqu'il sera déclaré par le conseil, exception faite des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6. Les porteurs des actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 ont droit à des dividendes préférentiels trimestriels cumulatifs à taux variable, lorsqu'ils seront déclarés par le conseil. Sous réserve de certaines conditions, le porteur aura le droit de convertir ses actions privilégiées de premier rang d'une série donnée en actions privilégiées de premier rang d'une autre série donnée à la date d'option de conversion et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite.

TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions privilégiées en circulation au prix de rachat par action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date d'option de rachat applicable et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. En outre, les actions privilégiées de série 2, de série 4 et de série 6 sont rachetables par TransCanada en tout temps autre qu'à une date désignée à 25,50 $ l'action plus tous les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

22. 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 incidences fiscales connexes, s'établissent comme suit :

exercice clos le 31 décembre 2017 (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	**(746)**	**(3)**	**(749)**
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	**—**	**—**	**—**
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	**3**	**—**	**3**
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	**(3)**	**1**	**(2)**
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	**(14)**	**3**	**(11)**
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	**21**	**(5)**	**16**
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**(141)**	**35**	**(106)**
Autres éléments du résultat étendu	**(957)**	**31**	**(926)**

exercice clos le 31 décembre 2016 (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	3	—	3
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(14)	4	(10)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	44	(14)	30
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	71	(29)	42
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(38)	12	(26)
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	22	(6)	16
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(117)	30	(87)
Autres éléments du résultat étendu	(29)	(3)	(32)

exercice clos le 31 décembre 2015 (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	798	15	813
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(505)	133	(372)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(92)	35	(57)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	144	(56)	88
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	74	(23)	51
Reclassement de gains et pertes actuariels au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	41	(9)	32
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	62	(15)	47
Autres éléments du résultat étendu	522	80	602

Les variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, par composante, s'établissent comme suit :

	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	Total[1]
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 1er janvier 2015	(518)	(128)	(281)	(308)	(1 235)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement[2]	135	(57)	51	33	162
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	88	32	14	134
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	135	31	83	47	296
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2015	(383)	(97)	(198)	(261)	(939)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement[2]	7	27	(26)	(101)	(93)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	42	16	14	72
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	7	69	(10)	(87)	(21)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2016	(376)	(28)	(208)	(348)	(960)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement[2,3]	**(590)**	**(1)**	**(11)**	**(117)**	**(719)**
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu[4]	**(77)**	**(2)**	**16**	**11**	**(52)**
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	**(667)**	**(3)**	**5**	**(106)**	**(771)**
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2017	**(1 043)**	**(31)**	**(203)**	**(454)**	**(1 731)**

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

2 Les autres éléments du résultat étendu avant le reclassement des écarts de conversion et des couvertures de flux de trésorerie sont présentés déduction faite de pertes liées à une participation sans contrôle de 159 millions de dollars (pertes de 14 millions de dollars en 2016; gains de 306 millions de dollars en 2015) et de gains de 4 millions de dollars (gains de 3 millions de dollars en 2016; néant en 2015) respectivement en 2017.

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

4 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 19 millions de dollars (14 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2017. Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date du règlement.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu[1] 2017	2016	2015	Poste visé à l'état consolidé des résultats
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	**20**	(57)	(128)	Produits (Énergie)
Intérêts	**(17)**	(14)	(16)	Intérêts débiteurs
	3	(71)	(144)	Total avant les impôts
	(1)	29	56	(Recouvrement) charge d'impôts
	2	(42)	(88)	Déduction faite des impôts
Ajustements des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite				
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés	**(15)**	(22)	(41)	Coûts d'exploitation des centrales et autres[2]
Charge au titre du règlement	**(2)**	—	—	Coûts d'exploitation des centrales et autres[2]
	(17)	(22)	(41)	Total avant les impôts
	5	6	9	(Recouvrement) charge d'impôts
	(12)	(16)	(32)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	**(15)**	(19)	(19)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	4	5	5	(Recouvrement) charge d'impôts
	(11)	(14)	(14)	Déduction faite des impôts
Écarts de conversion				
Réalisation de gains de change sur la cession d'établissements étrangers	**77**	—	—	Gain (perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus
	—	—	—	(Recouvrement) charge d'impôts
	77	—	—	Déduction faite des impôts

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

2 Ces composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont incluses dans le calcul du coût net des avantages. Il y a lieu de se reporter à la note 23 « Avantages postérieurs au départ à la retraite » pour un complément d'information.

23. AVANTAGES POSTÉRIEURS AU DÉPART À LA RETRAITE

La société offre des régimes PD à ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives. À partir du départ à la retraite, les prestations de retraite payées aux termes du régime PD canadien sont majorées chaque année d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans au 31 décembre 2017 (neuf ans en 2016 et en 2015).

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

Le 31 décembre 2017, le régime PD de Columbia a été fusionné avec le régime PD de TransCanada aux États-Unis. Les participants cumulant des prestations en vertu du régime PD de Columbia au 31 décembre 2017 avaient le choix de recevoir encore des prestations en vertu du régime PD de Columbia ou de participer au régime CD existant. L'exercice du choix est entré en vigueur le 31 décembre 2017.

La société offre également à ses employés un régime d'épargne au Canada, des régimes CD comportant des régimes 401(k) aux États-Unis et des avantages postérieurs au départ à la retraite autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les gains ou pertes actuariels nets sont amortis et virés du cumul des autres éléments du résultat étendu sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activités des employés, durée qui était d'environ 12 ans au 31 décembre 2017 (12 ans en 2016 et 2015). En 2017, la société a passé en charges un montant de 42 millions de dollars (52 millions de dollars en 2016; 41 millions de dollars en 2015) relativement au régime d'épargne et aux régimes CD.

Les versements en trésorerie au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite, soit les montants en trésorerie versés par la société, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**	**2015**
Régimes PD	**163**	111	96
Autres régimes d'avantages sociaux	**7**	8	6
Régimes d'épargne et CD	**42**	52	41
	212	171	143

Les lois canadiennes sur les régimes de retraite en vigueur permettent la capitalisation partielle pour satisfaire aux exigences liées à la solvabilité sur un certain nombre d'années par le truchement de lettres de crédit en remplacement des cotisations en espèces, jusqu'à certains seuils. Ainsi, en plus des cotisations en espèces susmentionnées, en 2017, la société a fourni une lettre de crédit de 27 millions de dollars pour le régime PD canadien (20 millions de dollars en 2016; 33 millions de dollars en 2015), pour un total de 260 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2017.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1er janvier 2017, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1er janvier 2018.

Compte tenu des règlements et compressions survenus suivant la réalisation de la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis, le régime PD et les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de TransCanada aux États-Unis ont fait l'objet d'une réévaluation provisoire au 30 septembre 2017 à l'aide d'un taux d'actualisation moyen pondéré de 4,10 %. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016. Ces réévaluations ont eu pour effet de réduire de 3 millions de dollars les pertes actuarielles non réalisées du régime PD, ce montant étant porté dans les autres éléments du résultat étendu, et une charge de règlement de 2 millions de dollars a été prise en compte dans le coût net des prestations en 2017. Ces réévaluations n'ont eu aucune incidence sur les pertes actuarielles non réalisées de l'autre régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

En 2017, les sommes forfaitaires sont supérieures au coût des services rendus et au coût financier du régime PD de Columbia. Par conséquent, le régime PD de Columbia a fait l'objet d'une réévaluation provisoire au 30 septembre 2017, à l'aide d'un taux d'actualisation de 3,70 %. Toutes les autres hypothèses sont conformes à celles utilisées au 31 décembre 2016. La réévaluation provisoire du régime PD de Columbia a accru les gains actuariels non réalisés de la société de 16 millions de dollars, dont un montant de 14 millions de dollars a été inscrit dans les actifs réglementaires et un montant de 2 millions de dollars a été inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

La situation de capitalisation de la société aux 31 décembre s'établit comme suit :

aux 31 décembre	**Régimes de retraite**		**Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite**	
(en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Variation de l'obligation au titre des prestations[1]				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	**3 456**	2 780	**372**	225
Coût des services rendus	**113**	107	**4**	3
Intérêts débiteurs	**135**	127	**14**	13
Cotisations des employés	**5**	4	**3**	2
Prestations versées	**(166)**	(204)	**(19)**	(16)
Perte actuarielle (gain actuariel)	**253**	111	**19**	(8)
Acquisition de Columbia	**—**	527	**—**	151
Compression	**(14)**	—	**(2)**	—
Règlement	**(66)**	2	**—**	—
Variations du taux de change	**(70)**	2	**(16)**	2
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	**3 646**	3 456	**375**	372
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	**3 208**	2 591	**354**	45
Rendement réel des actifs des régimes	**358**	227	**45**	14
Cotisations de l'employeur[2]	**163**	111	**7**	8
Cotisations des employés	**5**	4	**3**	2
Prestations versées	**(166)**	(204)	**(19)**	(16)
Acquisition de Columbia	**—**	475	**—**	294
Règlement	**(57)**	—	**—**	—
Variations du taux de change	**(60)**	4	**(25)**	7
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	**3 451**	3 208	**365**	354
Situation de capitalisation – déficit des régimes	**(195)**	(248)	**(10)**	(18)

1 L'obligation au titre des prestations pour les régimes à prestations déterminées de la société représente l'obligation au titre des prestations projetées. L'obligation au titre des prestations pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite de la société représente l'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite.

2 À l'exclusion de lettres de crédit de 260 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (233 millions de dollars en 2016).

Les montants constatés au bilan de la société au titre des régimes PD et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite s'établissent comme suit :

aux 31 décembre	**Régimes de retraite**		**Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite**	
(en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	**—**	—	**193**	189
Créditeurs et autres	**(1)**	—	**(8)**	(7)
Autres passifs à long terme (note 15)	**(194)**	(248)	**(195)**	(200)
	(195)	(248)	**(10)**	(18)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et dans la juste valeur des actifs des régimes susmentionnées.

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
(en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Obligation au titre des prestations projetées[1]	**(3 646)**	(3 456)	**(203)**	(207)
Juste valeur des actifs des régimes	**3 451**	3 208	**—**	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	**(195)**	(248)	**(203)**	(207)

1 L'obligation au titre des prestations projetées pour le régime de retraite diffère de l'obligation au titre des prestations constituées puisqu'elle comprend une hypothèse au sujet de la rémunération future.

La situation de capitalisation en fonction de l'obligation au titre des prestations constituées pour l'ensemble des régimes PD s'établit comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**
Obligation au titre des prestations constituées	**(3 372)**	(3 202)
Juste valeur des actifs des régimes	**3 451**	3 208
Situation de capitalisation – excédent des régimes	**79**	6

L'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes susmentionnées comprennent les montants suivants qui sont liés à des régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**
Obligation au titre des prestations constituées	**(944)**	(990)
Juste valeur des actifs des régimes	**925**	868
Situation de capitalisation – déficit des régimes	**(19)**	(122)

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
aux 31 décembre	**2017**	**2016**	**2017**
Titres d'emprunt	**30 %**	31 %	**25 % à 40 %**
Titres de participation	**64 %**	63 %	**45 % à 75 %**
Autres actifs	**6 %**	6 %	**5 % à 15 %**
	100 %	100 %	

Les titres d'emprunt et les titres de participation comprennent la dette et les actions ordinaires de la société, comme suit :

aux 31 décembre			Pourcentage des actifs des régimes	
(en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Titres d'emprunt	**7**	9	**0,2 %**	0,2 %
Titres de participation	**3**	4	**0,1 %**	0,1 %

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif et sont diversifiés parmi les catégories d'actifs pour maximiser le rendement en fonction d'un niveau de risque acceptable. Les stratégies de composition des actifs tiennent compte des variables démographiques et peuvent inclure des titres de participation traditionnels et des titres d'emprunt ainsi que d'autres actifs tels que des infrastructures, des actions de sociétés fermées, des biens immobiliers et des instruments dérivés afin de diversifier le risque. Les instruments dérivés ne sont pas utilisés à des fins spéculatives et les instruments dérivés avec effet de levier sont interdits.

Tous les placements sont évalués à leur juste valeur au moyen des prix du marché. Lorsqu'il n'est pas possible de déterminer facilement la juste valeur par voie de référence aux prix généralement offerts, la juste valeur est déterminée au moyen de l'analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie ajustée en fonction du risque et par comparaison à des actifs semblables cotés en bourse. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 1 est déterminée en fonction des prix cotés sur des marchés actifs pour des actifs identiques auxquels la société avait accès à la date d'évaluation. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 2 est déterminée au moyen de techniques d'évaluation, notamment des modèles d'établissement du prix des options et l'extrapolation de données importantes, qui peuvent être observées, directement ou indirectement. La juste valeur des actifs inclus dans le niveau 3 est déterminée selon l'approche marché en fonction de données qui ne sont pas observables mais sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur en général.

Le tableau qui suit présente les actifs des régimes PD et d'avantages postérieurs au départ à la retraite évalués à la juste valeur qui ont été répartis dans l'une de trois catégories en fonction de la hiérarchie des justes valeurs. Il y a lieu de se reporter à la note 24 « Gestion des risques et instruments financiers » pour un complément d'information sur la hiérarchie des justes valeurs.

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)		Autres données importantes observables (niveau 2)		Données importantes non observables (niveau 3)		Total		Pourcentage du portefeuille total	
	2017	**2016**	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**44**	22	**17**	12	**—**	—	**61**	34	**2**	1
Titres de participation :										
Canada	**410**	388	**151**	143	**—**	—	**561**	531	**15**	15
États-Unis	**543**	504	**354**	476	**—**	—	**897**	980	**24**	27
International	**45**	39	**322**	327	**—**	—	**367**	366	**10**	10
Mondial	**—**	—	**301**	235	**—**	—	**301**	235	**8**	7
Marchés émergents	**8**	7	**147**	137	**—**	—	**155**	144	**4**	4
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	**—**	—	**193**	192	**—**	—	**193**	192	**5**	5
Provincial	**—**	—	**194**	179	**—**	—	**194**	179	**5**	5
Municipal	**—**	—	**8**	8	**—**	—	**8**	8	**—**	—
Entreprises	**—**	—	**122**	126	**—**	—	**122**	126	**3**	4
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	**—**	—	**244**	82	**—**	—	**244**	82	**6**	2
État	**—**	—	**41**	41	**—**	—	**41**	41	**1**	1
Municipal	**—**	—	**4**	39	**—**	—	**4**	39	**—**	1
Entreprises	**—**	—	**234**	188	**—**	—	**234**	188	**6**	5
International :										
Gouvernements	**—**	—	**4**	6	**—**	—	**4**	6	**—**	—
Entreprises	**—**	—	**5**	21	**—**	—	**5**	21	**—**	1
Titres adossés à des créances immobilières	**—**	—	**73**	62	**—**	—	**73**	62	**2**	2
Autres placements :										
Immobilier	**—**	—	**—**	—	**140**	133	**140**	133	**4**	4
Infrastructure	**—**	—	**—**	—	**70**	58	**70**	58	**2**	2
Fonds de capital-investissement	**—**	—	**—**	—	**6**	8	**6**	8	**—**	—
Dépôts	**136**	129	**—**	—	**—**	—	**136**	129	**3**	4
	1 186	1 089	**2 414**	2 274	**216**	199	**3 816**	3 562	**100**	100

Le tableau qui suit présente la variation nette dans la catégorie de juste valeur de niveau 3 :

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	
Solde au 31 décembre 2015	14
Achats et ventes	183
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2016	199
Achats et ventes	**11**
Gains réalisés et non réalisés	**6**
Solde au 31 décembre 2017	**216**

En 2018, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 98 millions de dollars, alors que ses cotisations aux régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite ainsi qu'au régime d'épargne et aux régimes CD seront d'environ respectivement 7 millions de dollars et 45 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 27 millions de dollars pour le régime PD canadien afin de satisfaire aux exigences liées à la solvabilité.

Le tableau ci-après présente les prestations de retraite futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

(en millions de dollars canadiens)	**Régimes de retraite**	**Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite**
2018	181	19
2019	187	20
2020	190	20
2021	196	20
2022	200	20
2023 à 2027	1 054	98

Le taux d'actualisation des obligations au titre des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite est fondé sur la courbe de rendement des obligations d'entreprise jouissant d'une cote AA au 31 décembre 2017. Cette courbe de rendement est utilisée pour déterminer les taux au comptant qui varient en fonction de la durée des obligations. Les flux de trésorerie futurs estimatifs relativement aux obligations au titre des prestations de retraite et des avantages postérieurs au départ à la retraite ont été appariés aux taux correspondants de la courbe des taux au comptant afin d'obtenir un taux d'actualisation moyen pondéré.

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations et avantages sont les suivantes :

	Régimes de retraite		**Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite**	
aux 31 décembre	**2017**	**2016**	**2017**	**2016**
Taux d'actualisation	**3,60 %**	4,00 %	**3,70 %**	4,15 %
Taux de croissance de la rémunération	**3,00 %**	1,20 %	**—**	—

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
exercices clos les 31 décembre	**2017**	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
Taux d'actualisation	**3,95 %**	4,20 %	4,15 %	**4,15 %**	4,30 %	4,20 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	**6,50 %**	6,70 %	6,95 %	**6,05 %**	5,95 %	4,60 %
Taux de croissance de la rémunération	**1,20 %**	0,80 %	3,15 %	**—**	—	—

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures quant au niveau et à la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux moyen de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 7 % pour 2018. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % d'ici 2024 et demeurera à ce niveau par la suite. L'incidence d'une variation de 1 % dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs au départ à la retraite	15	(13)

Le coût net des avantages sociaux pour la société se présente comme suit :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
aux 31 décembre						
(en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
Coût des services rendus	**108**	107	108	**4**	3	3
Coût financier	**122**	127	115	**14**	13	10
Rendement prévu des actifs des régimes	**(178)**	(175)	(155)	**(21)**	(11)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	**14**	20	35	**1**	2	3
Amortissement du coût des services passés	**—**	—	2	**—**	—	1
Amortissement de l'actif réglementaire	**37**	27	23	**1**	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	**—**	—	—	**—**	2	2
Charge au titre du règlement – actif réglementaire	**2**	—	—	**—**	—	—
Charge au titre du règlement – cumul des autres éléments du résultat étendu	**2**	—	—	**—**	—	—
Coût net des avantages constatés	**107**	106	128	**(1)**	10	18

Les montants avant les impôts constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017		2016		2015	
	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**	**Régimes de retraite**	**Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite**
Perte nette	**273**	**11**	270	21	247	28

La perte nette estimative pour les régimes PD et autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite qui seront amortis du cumul des autres éléments du résultat étendu par imputation au coût périodique net des prestations en 2018 s'établissent à respectivement 19 millions de dollars et 1 million de dollars.

Les montants avant les impôts constatés dans les autres éléments du résultat étendu s'établissent comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017		2016		2015	
	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**	**Régimes de retraite**	**Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite**
Amortissement de la perte nette reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu	**(18)**	**(1)**	(20)	(2)	(34)	(4)
Amortissement des coûts au titre des services passés reclassé du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu	**—**	**—**	—	—	(2)	(1)
Compression	**(14)**	**(2)**	—	—	—	—
Règlement	**(11)**	**—**	—	—	—	—
Ajustement de la situation de capitalisation	**46**	**(7)**	43	(5)	(67)	(7)
	3	**(10)**	23	(7)	(103)	(12)

24. 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.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part des groupes de la gestion des risques et d'audit interne de la société. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

La société aménage des projets d'infrastructures énergétiques ou y investit, elle achète et vend des produits énergétiques de base, émet des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent influer sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient. La société évalue les contrats qu'elle conclut dans le but de gérer le risque de marché pour déterminer si ces contrats répondent en totalité ou en partie à la définition d'instrument dérivé.

Les contrats dérivés qu'utilise la société afin de contribuer à gérer les risques de marché peuvent être constitués de ce qui suit :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future.
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées.
- Options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant.

Risque lié au prix de l'électricité

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour gérer ces risques, notamment :

- Conclusion de contrats de vente à prix fixe à moyen ou à long terme pour une partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour gérer les risques liés à l'exploitation et au prix de son portefeuille d'actifs.
- Achat d'une partie du gaz naturel requis pour alimenter certaines de ses centrales électriques ou elle conclut des contrats qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même.
- Respect de ses engagements de ventes d'électricité grâce à la production d'électricité ou à l'achat d'électricité aux termes de contrats à prix fixe, ce qui réduit par le fait même l'exposition de la société aux fluctuations des prix des produits de base.

En avril et en juin 2017, la société a vendu ses actifs d'électricité du nord-est des États-Unis. En décembre 2017, TransCanada a conclu une entente visant la vente de ses contrats de vente au détail d'électricité en vigueur aux États-Unis dans le cadre de la cessation progressive des activités de commercialisation d'électricité aux États-Unis. La vente des contrats de vente au détail d'électricité en vigueur aux États-Unis devrait se concrétiser au premier trimestre de 2018, sous réserve des autorisations réglementaires ou autres. L'exposition au risque lié au prix des produits de base est par conséquent grandement atténuée en raison de ces ventes.

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

TransCanada gère l'exposition de son entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TransCanada conclut simultanément des contrats d'achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et des contrats de vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives futures sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les gains et les pertes non réalisés liés aux ajustements de la

juste valeur des contrats à terme constatés pour chacune des périodes ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

Risque lié au prix de la commercialisation des liquides

L'entreprise de commercialisation des liquides a débuté ses activités en 2016. TransCanada conclut des contrats de location de capacité à court ou à long terme visant les pipelines de liquides et le terminal de stockage. Les instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables sur ces contrats auxquels TransCanada est exposée et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

Risque de change et de taux d'intérêt

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change ou des taux d'intérêt. TransCanada génère des produits et engage des charges qui sont libellés dans des devises autres que le dollar canadien. De ce fait, les résultats et les flux de trésorerie de la société devraient fluctuer.

Une partie des activités de TransCanada génère un bénéfice en dollars US; toutefois, comme ses résultats financiers sont présentés en dollars canadiens, la fluctuation du dollar américain par rapport au dollar canadien peut influer sur le bénéfice net de la société. Compte tenu de l'expansion des activités de la société libellées en dollars US, le risque lié aux fluctuations des taux de change s'accroît. Une 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.

TransCanada est exposée au risque de taux d'intérêt en raison des instruments financiers et des obligations contractuelles assortis de taux d'intérêt variables. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options.

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 de change à terme et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2017 Juste valeur[1]	2017 Montant nominal ou en capital	2016 Juste valeur[1]	2016 Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2018 à 2019)[2]	**(199)**	**1 200 US**	(425)	2 350 US
Options de change en dollars américains (échéant en 2018)	**5**	**500 US**	—	—
Contrats de change à terme en dollars US	**—**	**—**	(7)	150 US
	(194)	**1 700 US**	(432)	2 500 US

1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net de 2017 comprend des gains réalisés nets de 4 millions de dollars (gains de 6 millions de dollars en 2016) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises qui sont présentés dans les intérêts débiteurs.

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2017	2016
Montant nominal	**25 400 (20 200 US)**	26 600 (19 800 US)
Juste valeur	**28 900 (23 100 US)**	29 400 (21 900 US)

Risque de crédit lié aux contreparties

Le risque de crédit lié aux contreparties représente la perte financière que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions du contrat ou de l'entente connexe conclu avec la société.

Pour gérer ce risque, la société a recours à des techniques de gestion du crédit reconnues, entre autres :

- faire affaire avec des contreparties solvables – une grande partie des risques de crédit liés aux contreparties de la société vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée ou, lorsque cela n'est pas le cas, le risque est généralement en partie couvert par des garanties financières fournies par des parties possédant une cote de solvabilité élevée;
- établir un montant limite pour toute opération avec une contrepartie de TransCanada – la société surveille et gère la concentration du risque de crédit lié aux contreparties et elle réduit son exposition à ce risque lorsque nécessaire et lorsque la réduction est permise aux termes des contrats;
- avoir recours à des accords de compensation et obtenir des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités, lorsque les circonstances le justifient.

Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent protéger la société contre des pertes importantes.

Au 31 décembre 2017, le risque lié aux contreparties maximal de TransCanada en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et au prêt. La société passe en revue ses débiteurs régulièrement et constate une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Au 31 décembre 2017, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur, aucune concentration importante du risque de crédit ni aucune créance irrécouvrable importante. Au 31 décembre 2016, la concentration du risque de crédit de la société à l'égard d'une contrepartie donnée était de 200 millions de dollars (149 millions de dollars US).

TransCanada est exposée à d'importants risques de crédit et d'exécution liés aux établissements financiers puisque ces derniers détiennent des dépôts au comptant, fournissent des lignes de crédit confirmées et des lettres de crédit pour aider la société 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.

Dans le cas des actifs pipeliniers de gaz naturel réglementés au Canada de TransCanada, le risque de crédit lié aux contreparties est géré par application des dispositions concernant les tarifs qu'a approuvées l'ONÉ.

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

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

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

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

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

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

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017 Valeur comptable	2017 Juste valeur	2016 Valeur comptable	2016 Juste valeur
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme[1,2] (note 17)	**(34 741)**	**(40 180)**	(40 150)	(45 047)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	**(7 007)**	**(7 233)**	(3 931)	(3 825)
	(41 748)	**(47 413)**	(44 081)	(48 872)

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

2 Le bénéfice net de 2017 tient compte de gains non réalisés de 4 millions de dollars (gains de 2 millions de dollars en 2016) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 1,1 milliard de dollars US au 31 décembre 2017 (850 millions de dollars US en 2016). Il n'y avait aucun autre gain non réalisé ni aucune autre perte non réalisée au titre des ajustements de la juste valeur des instruments financiers non dérivés.

Sommaire des actifs disponibles à la vente

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

(en millions de dollars canadiens)	2017 Placements restreints en raison de l'ICQF	2017 Autres placements restreints[2]	2016 Placements restreints en raison de l'ICQF	2016 Autres placements restreints[2]
Juste valeur[1]				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 1 an)	**—**	**23**	—	19
Titres à revenu fixe (échéant entre 1 an et 5 ans)	**—**	**107**	—	117
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	**14**	**—**	9	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	**790**	**—**	513	—
	804	**130**	522	136

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

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

(en millions de dollars canadiens)	2017 Placements restreints en raison de l'ICQF[1]	2017 Autres placements restreints[2]	2016 Placements restreints en raison de l'ICQF[1]	2016 Autres placements restreints[2]
(Pertes nettes non réalisées) gains nets non réalisés de l'exercice clos le 31 décembre	**(3)**	**1**	(28)	(1)
(Pertes nettes réalisées) gains nets réalisés de l'exercice clos le 31 décembre[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 les pertes non réalisés sur les autres placements restreints sont portés dans les autres éléments du résultat étendu.

3 Les gains et les pertes réalisés sur la vente de placements restreints en raison de l'ICQF sont calculés selon la méthode du coût moyen.

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 l'exercice et par l'application d'un modèle d'évaluation des flux de trésorerie actualisés. La juste valeur des dérivés sur produits de base a été calculée selon l'approche par le marché selon laquelle l'évaluation de la juste valeur s'appuie sur une transaction comparable à l'aide de cours du marché ou, en l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation sont 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. Les variations de la juste valeur sont quant à elles imputées au bénéfice net de la période au cours de laquelle surviennent les variations. 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.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris ceux qui sont admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouvrés ou remboursés au moyen des droits imputés par la société. Par conséquent, ces gains et ces pertes sont reportés à titre d'actifs réglementaires ou de passifs réglementaires et ils sont remboursés aux contribuables ou recouvrés auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

Au 31 décembre 2017, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2017 (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 (note 7)					
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 (note 12)					
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 (note 14)					
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 (note 15)					
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 instruments 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.

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

au 31 décembre 2016 (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 (note 7)					
Produits de base[2]	6	—	—	351	357
Change	—	—	6	10	16
Taux d'intérêt	1	1	—	1	3
	7	1	6	362	376
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base[2]	4	—	—	118	122
Change	—	—	10	—	10
Taux d'intérêt	1	—	—	—	1
	5	—	10	118	133
Total des actifs dérivés	12	1	16	480	509
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base[2]	—	—	—	(330)	(330)
Change	—	—	(237)	(38)	(275)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(1)	(1)	(237)	(368)	(607)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base[2]	—	—	—	(118)	(118)
Change	—	—	(211)	—	(211)
Taux d'intérêt	—	(1)	—	—	(1)
	—	(1)	(211)	(118)	(330)
Total des passifs dérivés	(1)	(2)	(448)	(486)	(937)
Total des instruments dérivés	11	(1)	(432)	(6)	(428)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.
2 Comprennent les achats et ventes d'électricité, de gaz naturel et de liquides.

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

Sommaire des montants nominaux et des échéances

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

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

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

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

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

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

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction[1]			
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base[2]	**62**	123	(37)
Change	**88**	25	(21)
Taux d'intérêt	**(1)**	—	—
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	**(107)**	(204)	(151)
Change	**18**	62	(112)
Taux d'intérêt	**1**	—	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures			
Gains (perte) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	**23**	(167)	(179)
Change	**5**	(101)	—
Taux d'intérêt	**1**	4	8

1 Les montants nets des gains et pertes réalisés et non réalisés sur les instruments dérivés détenus à des fins de transaction utilisés pour l'achat et la vente de produits de base sont inclus dans les produits. Les montants nets des gains et 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 En 2017, aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération prévue ne se produirait pas (perte nette de 42 millions de dollars en 2016).

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

Les composantes des autres éléments du résultat étendu (note 22) liés à des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris les participations sans contrôle, s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2017	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace)[1]			
Produits de base	**(1)**	39	(92)
Taux d'intérêt	**4**	5	—
	3	44	(92)
Reclassement des (pertes) gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace)[1]			
Produits de base[2]	**(20)**	57	128
Taux d'intérêt[3]	**17**	14	16
	(3)	71	144

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Aucun gain ni aucune perte n'ont été inscrits dans le bénéfice net au titre des parties inefficaces en 2017 et 2016. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu.

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

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

Compensation des instruments dérivés

La société conclut des contrats d'instruments dérivés assortis d'un droit de compensation dans le cours normal des affaires ainsi qu'en cas de défaut. TransCanada ne dispose d'aucun accord de compensation cadre, mais elle conclut des contrats semblables renfermant des droits de compensation. La société a choisi de présenter au bilan consolidé la juste valeur des montants bruts des instruments dérivés assortis d'un droit de compensation. Le tableau qui suit illustre l'incidence sur la présentation de la juste valeur des actifs et des passifs liés aux instruments dérivés si la société avait choisi de présenter les montants nets pour ces contrats au 31 décembre 2017 :

au 31 décembre 2017 (en millions de dollars canadiens)	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation[1]	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.

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

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

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

Pour ce qui est des instruments dérivés présentés ci-dessus, au 31 décembre 2017, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 165 millions de dollars (305 millions de dollars en 2016) et des lettres de crédit de 30 millions de dollars (27 millions de dollars en 2016). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant en 2016) et des lettres de crédit de 3 millions de dollars (3 millions de dollars en 2016) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2017.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en place et des prix du marché au 31 décembre 2017, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 2 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2016) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2017, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 2 millions de dollars (19 millions de dollars en 2016). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

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 pour 2017, est classée comme suit :

au 31 décembre 2017 (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.

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 pour 2016, est classée comme suit :

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

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

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

(en millions de dollars canadiens, avant les impôts)	2017	2016
Solde au début de l'exercice	**16**	9
Transferts du niveau 3	**(19)**	(1)
Total des (pertes) gains comptabilisé(e)s dans le bénéfice net	**(17)**	13
Ventes	**(5)**	(3)
Règlements	**18**	(2)
Solde à la clôture de l'exercice[1]	**(7)**	16

1 Les produits comprennent des pertes non réalisées de 7 millions de dollars (gains de 7 millions de dollars en 2016) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2017.

Une augmentation de 10 % ou une réduction de 10 % des prix des produits de base, toutes les autres variables étant constantes, donnerait lieu respectivement à une hausse ou à une baisse de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2017.

25. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2017	2016	2015
Augmentation des débiteurs	**(576)**	(482)	(65)
Augmentation des stocks	**(38)**	(87)	(3)
Diminution (augmentation) des actifs destinés à la vente	**14**	(13)	—
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	**189**	328	(272)
Augmentation (diminution) des créditeurs et autres	**151**	424	(97)
Augmentation des intérêts courus	**12**	62	91
(Diminution) augmentation des passifs afférents aux actifs destinés à la vente	**(25)**	16	—
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	**(273)**	248	(346)

26. AUTRES ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Iroquois Gas Transmission System et Portland Natural Gas Transmission System

Le 1er juin 2017, TransCanada a mené à terme la vente d'une tranche de 49,34 % de sa participation de 50 % dans Iroquois, cette vente étant assortie d'une option visant la vente de sa participation résiduelle de 0,66 % à une date ultérieure, en faveur de TC PipeLines LP. Au même moment, TransCanada a mené à terme la vente de sa participation résiduelle de 11,81 % dans PNGTS en faveur de TC PipeLines LP. Le produit de ces transactions s'est chiffré à 765 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Le produit comporte un versement en trésorerie de 597 millions de dollars US et un montant de 168 millions de dollars US représentant la quote-part de la dette d'Iroquois et de PNGTS.

En janvier 2016, TransCanada a mené à terme la vente d'une participation de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 223 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 188 millions de dollars US et la prise en charge de la quote-part de la dette de PNGTS, à savoir 35 millions de dollars US.

En mars 2016, TransCanada a acquis une participation de 4,87 % dans Iroquois à un prix d'achat global de 54 millions de dollars US, portant ainsi la participation de TransCanada à 49,35 %. Le 1er mai 2016, la société a acquis une participation additionnelle de 0,65 % à un prix d'achat global de 7 millions de dollars US, ce qui a augmenté encore la participation de TransCanada dans Iroquois pour la porter à 50 %.

TC Offshore LLC

En décembre 2015, la société a conclu une entente visant la vente de TC Offshore LLC à un tiers, ce qui a entraîné une perte sur la vente de 125 millions de dollars avant les impôts en 2015. En mars 2016, la société a mené à terme la vente, ce qui a donné lieu à une perte additionnelle de 4 millions de dollars, avant les impôts. Cette perte a été incluse dans le gain (la perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Gas Transmission Northwest LLC

En avril 2015, TransCanada a réalisé la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans GTN à TC Pipelines, LP pour un prix d'achat global de 457 millions de dollars US. Le produit comprenait une tranche de 264 millions de dollars US en trésorerie, la reprise de la quote-part de la dette de GTN de 98 millions de dollars US ainsi que des nouvelles parts de catégorie B de TC Pipelines, LP d'une valeur de 95 millions de dollars US.

Énergie

Énergie solaire en Ontario

Le 19 décembre 2017, la société a mené à terme la vente de ses actifs d'énergie solaire en Ontario en faveur d'un tiers pour un produit d'environ 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Ainsi, la société a inscrit un gain sur la vente d'environ 127 millions de dollars (136 millions de dollars après les impôts) qui a été inclus dans le gain (la perte) sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

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

Le 19 avril 2017, la société a mené à terme la vente de TC Hydro pour un produit d'environ 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. Elle a ainsi inscrit en 2017 un gain sur la vente d'environ 715 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts), lequel comprend l'incidence de gains de change de 5 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net.

Le 2 juin 2017, Transcanada a mené à terme la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power pour un produit d'environ 2,029 milliards de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture. En 2016, la société a inscrit une perte d'environ 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) laquelle comprend l'incidence de gains de change de 70 millions de dollars qui ont été reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net à la clôture. La société a inscrit une perte additionnelle de 211 millions de dollars (167 millions de dollars après les impôts) sur la vente en 2017, dont des gains de change de 2 millions de dollars. Ces pertes additionnelles sont principalement imputables à des ajustements qui ont été apportés au prix d'achat et aux coûts de réparation en raison d'un arrêt imprévu à la centrale Ravenswood avant la clôture de la vente.

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

Ironwood

En février 2016, TransCanada a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood pour une contrepartie de 653 millions de dollars US en trésorerie, compte tenu des ajustements postérieurs à la clôture. L'évaluation de la juste valeur attribuée des actifs acquis et des passifs pris en charge n'a pas donné lieu à la constatation d'un écart d'acquisition. La société a commencé à consolider les résultats d'Ironwood à la date d'acquisition et cela n'a pas eu d'incidence significative sur les produits et le bénéfice net de la société. De plus, l'incidence différentielle pro forma d'Ironwood sur les produits et le bénéfice net de la société de la date d'acquisition à la date de la vente n'est pas significative.

Bruce Power

En décembre 2015, TransCanada a exercé son option visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,89 % dans Bruce B pour 236 millions de dollars auprès du Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario, pour porter sa participation à 46,5 %. L'écart entre le prix d'achat et la valeur comptable sous-jacente de Bruce B est principalement attribuable à la juste valeur estimative de l'entente modifiée conclue avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario en vue de prolonger la durée de vie utile de l'installation Bruce Power jusqu'en 2064. En décembre 2015, Bruce A et Bruce B se sont regroupées afin de former une structure de société unique, Bruce Power. Ce regroupement a été comptabilisé à titre de transaction entre sociétés sous contrôle commun, c'est-à-dire que les actifs et passifs de Bruce A et de Bruce B ont été regroupés à leur juste valeur. À la réalisation du regroupement, TransCanada a comptabilisé à la valeur de consolidation sa participation résultante de 48,5 % dans Bruce Power. Avant l'acquisition, TransCanada comptabilisait à la valeur de consolidation sa participation de 48,9 % dans Bruce A et sa participation de 31,6 % dans Bruce B.

27. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

Contrats de location-exploitation

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel s'établissent approximativement comme suit :

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
2018	75	4	71
2019	76	2	74
2020	73	2	71
2021	71	1	70
2022	63	—	63
2023 et par la suite	443	2	441
	801	11	790

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2052. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à vingt-cinq ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2017 ont atteint 93 millions de dollars (145 millions de dollars en 2016; 131 millions de dollars en 2015).

Autres engagements

TransCanada et ses sociétés liées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

Les engagements au titre des dépenses en immobilisations comprennent les obligations liées à la construction des projets de croissance et sont fondés sur l'exécution des projets selon les prévisions. Si ces projets devaient être modifiés, voire annulés, les engagements seraient réduits, et peut-être même éliminés, dans le contexte de mesures d'atténuation des coûts.

Au 31 décembre 2017, TransCanada devait engager, dans son secteur des gazoducs au Canada, des dépenses en immobilisations d'environ 0,3 milliard de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets du réseau de gazoducs de NGTL.

Au 31 décembre 2017, TransCanada devait engager, dans son secteur des gazoducs aux États-Unis, des dépenses en immobilisations d'environ 0,4 milliard de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf.

Au 31 décembre 2017, TransCanada devait engager, dans son secteur des gazoducs au Mexique, des dépenses en immobilisations d'environ 0,7 milliard de dollars, principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs de Sur de Texas et de Villa de Reyes.

Au 31 décembre 2017, la société devait engager, dans son secteur des pipelines de liquides, des dépenses en immobilisations d'environ 0,1 milliard de dollars principalement pour les projets d'investissement liés aux pipelines en exploitation.

Au 31 décembre 2017, la société devait engager, dans son secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations d'environ 0,4 milliard de dollars se rapportant principalement aux coûts de construction pour la centrale de Napanee.

Au 31 décembre 2017, la société devait engager, dans le secteur du siège social, des dépenses d'environ 0,1 milliard de dollars se rapportant à diverses ententes touchant la prestation de services de TI.

Éventualités

TransCanada est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2017, la société avait constaté quelque 34 millions de dollars (39 millions de dollars en 2016 relativement aux installations en exploitation. Les montants constatés représentent la valeur actualisée de l'estimation du montant qu'elle prévoit engager dans l'avenir pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état en cours pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TransCanada et ses filiales sont l'objet de diverses actions en justice et procédures d'arbitrage dans le cadre de leurs activités courantes. Les montants en cause dans le cadre de ces actions ne peuvent être estimés de façon raisonnable puisqu'il n'est pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces instances. La direction estime que leur règlement ultime n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

En mars 2017, le Département d'État des États-Unis a délivré un permis présidentiel américain autorisant la construction des installations de passage transfrontalier entre les États-Unis et le Canada du pipeline Keystone XL. Transcanada a retiré sa réclamation fondée sur le chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain ainsi que sa contestation constitutionnelle portée devant les tribunaux américains qui a été déposée en juin 2016 et qui faisait suite au refus signifié en novembre 2015 de nous accorder un permis présidentiel pour la construction de l'oléoduc Keystone XL.

Garanties

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

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

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

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Échéance	2017 Risque éventuel[1]	2017 Valeur comptable	2016 Risque éventuel[1]	2016 Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2020	**315**	**2**	805	53
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018	**88**	**1**	88	1
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2059	**104**	**13**	87	28
		507	**16**	980	82

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

28. COÛTS DE RESTRUCTURATION DE L'ENTREPRISE

Au milieu de 2015, la société a entamé une restructuration de ses activités et mis en œuvre une initiative de transformation visant à réduire l'ensemble des coûts et à maximiser l'efficacité et l'efficience de ses entreprises existantes.Les coûts de restructuration englobent surtout les indemnités de cessation d'emploi ainsi que les pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

En 2015, la société a engagé des coûts de restructuration de 122 millions de dollars avant les impôts et comptabilisé une provision de 87 millions de dollars avant les impôts au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et 2017 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Du total des charges de restructuration de 209 millions de dollars avant les impôts, une tranche de 157 millions de dollars a été constatée au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres et contrebalancée en partie par un montant de 58 millions de dollars inscrit dans les produits à l'état consolidé des résultats et se rapportant à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. De plus, une tranche de 44 millions de dollars a été comptabilisée à titre d'actifs réglementaires, car il est prévu que ce montant sera recouvré par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures; enfin, une tranche de 8 millions de dollars a été capitalisée dans les coûts des projets touchés par la restructuration.

En 2016, une provision supplémentaire de 44 millions de dollars avant les impôts a été comptabilisée par suite de la variation des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Une tranche de 22 millions de dollars a été comptabilisée dans les coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2016. En outre, une tranche de 22 millions de dollars a été comptabilisée dans les actifs réglementaires au bilan consolidé au 31 décembre 2016, car il est prévu que ce montant sera recouvré par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures.

En 2017, une provision supplémentaire de 6 millions de dollars avant les impôts a été comptabilisée par suite de la variation des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Une tranche de 3 millions de dollars a été constatée au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. De plus, une tranche de 3 millions de dollars a été inscrite dans les actifs réglementaires au bilan consolidé au 31 décembre 2017, car il est prévu que ce montant sera recouvré par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures.

Au total, au 31 décembre 2017, la société avait engagé relativement à cette transformation, déduction faite des montants recouvrables, des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 38 millions de dollars pour les obligations locatives. Le solde de la provision pour indemnités de cessation d'emploi au 31 décembre 2017 devrait être réglé au début de l'exercice 2018.

Les variations du passif au titre de la restructuration s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	**Indemnités de cessation d'emploi**	**Engagements aux termes des contrats de location**	**Total**
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2015	60	27	87
Charges de restructuration	—	44	44
Paiements en trésorerie	(24)	(8)	(32)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99
Charges de restructuration	**—**	**6**	**6**
Paiements en trésorerie	**(27)**	**(16)**	**(43)**
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2017	**9**	**53**	**62**

29. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Une EDDV s'entend d'une entité juridique 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 comptabilisées comme des participations à la valeur de consolidation.

EDDV consolidées

Les EDDV consolidées de la société englobent des entités juridiques 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 :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	**41**	77
Débiteurs	**63**	71
Stocks	**23**	25
Autres	**11**	10
	138	183
Immobilisations corporelles	**3 535**	3 685
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**917**	606
Écart d'acquisition	**490**	525
Actifs incorporels et autres actifs	**3**	1
	5 083	5 000
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	**137**	80
Dividendes à payer	**1**	—
Intérêts courus	**23**	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	**88**	76
	249	177
Passifs réglementaires	**34**	34
Autres passifs à long terme	**3**	4
Passifs d'impôts reportés	**13**	7
Dette à long terme	**3 244**	2 827
	3 543	3 049

EDDV non consolidées

Les EDDV non consolidées de la société sont des entités juridiques dans lesquelles la société n'est pas le principal bénéficiaire étant donné qu'elle n'a pas le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de ces EDDV 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 :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	**2017**	**2016**
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	**4 372**	4 964
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	**171**	163
Risque maximal de perte	**4 543**	5 127

Renseignements à l'intention des actionnaires

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs. Communiquez avec :

David Moneta, vice-président, Relations avec les investisseurs
Téléphone : **1.403.920.7911**
Sans frais : **1.800.361.6522**
Courriel : **investor_relations@transcanada.com**

Visitez TransCanada.com pour les renseignements à l'intention des investisseurs : **TransCanada.com/Investors**

Renseignements sur les actions

Actions ordinaires (TSX, NYSE) : TRP

Actions privilégiées (TSX) :

Série 1 : TRP.PR.A
Série 2 : TRP.PR.F
Série 3 : TRP.PR.B
Série 4 : TRP.PR.H
Série 5 : TRP.PR.C
Série 6 : TRP.PR.I
Série 7 : TRP.PR.D
Série 9 : TRP.PR.E
Série 11 : TRP.PR.G
Série 13 : TRP.PR.J
Série 15 : TRP.PR.K

Suivez-nous sur Facebook :
Facebook.com/TransCanadaCorporation

Suivez-nous sur Twitter :
@TransCanada and @TransCanadaJobs

Contactez-nous sur Linkedin :
Linkedin.com/Company/TransCanada

Abonnez-vous à notre chaîne YouTube :
YouTube.com/TransCanada

Recherche d'emploi :
Jobs.TransCanada.com

Lisez nos dernières actualités :
TransCanada.com/Stories

Agent des transferts

Services aux investisseurs Computershare
100 University Avenue, 8th Floor
Toronto, Ontario M5J 2Y1

Téléphone : **1.514.982.7959**
Sans frais : **1.800.340.5024**
Télécopieur : **1.888.453.0330**
Courriel : **transcanada@computershare.com**

Rapport de responsabilité sociale d'entreprise (RSE)

Agir correctement aujourd'hui pour réussir demain. Consultez notre rapport de RSE au **RapportRSE.TransCanada.com**

Siège social de la société

TransCanada Corporation
450 – 1 Street SW
Calgary, Alberta, Canada
T2P 5H1

TransCanada

Visitez notre site Web :
TransCanada.com

Consultez notre rapport
annuel en ligne au
RapportAnnuel.TransCanada.com

Imprimé au Canada
Février 2018

MEMBER OF
Dow Jones
Sustainability Indices
In Collaboration with RobecoSAM

ROBECOSAM
Sustainability Award
Gold Class 2017

2018 THOMSON REUTERS
TOP100
GLOBAL TECH LEADER

CDP
DRIVING SUSTAINABLE ECONOMIES

LES 50 MEILLEURES
ENTREPRISES CITOYENNES

2018
Bloomberg
Gender-Equality
Index