

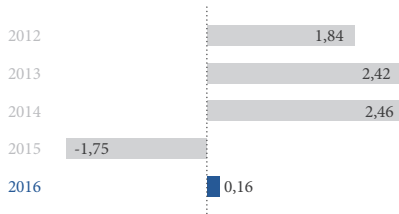


Rapport annuel

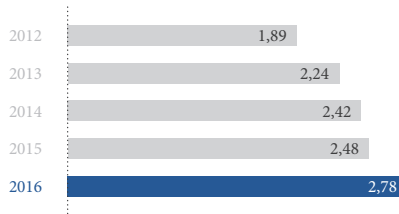
2016

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS

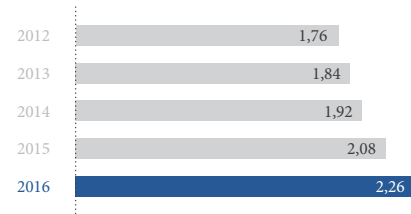
↑ Bénéfice net (perte nette) par action (en dollars)



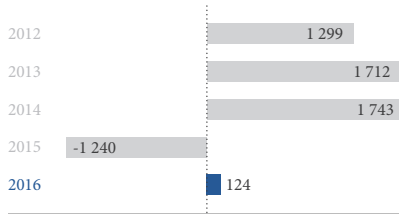
↑ Résultat comparable par action¹ (en dollars)



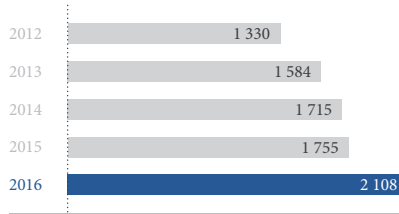
↑ Dividendes déclarés par action (en dollars)



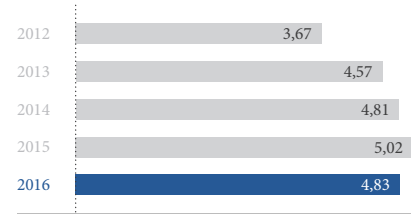
↑ Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires (en millions de dollars)



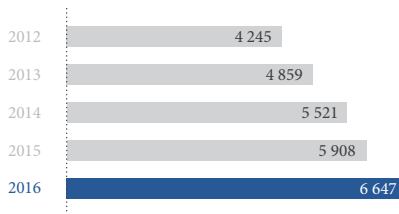
↑ Résultat comparable¹ (en millions de dollars)



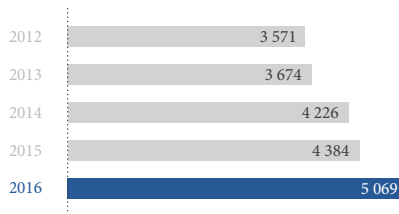
↑ Flux de trésorerie distribuables comparables par action¹ (en dollars)



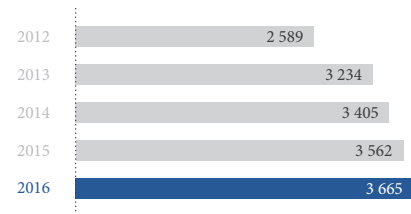
↑ BAIIA comparable¹ (en millions de dollars)



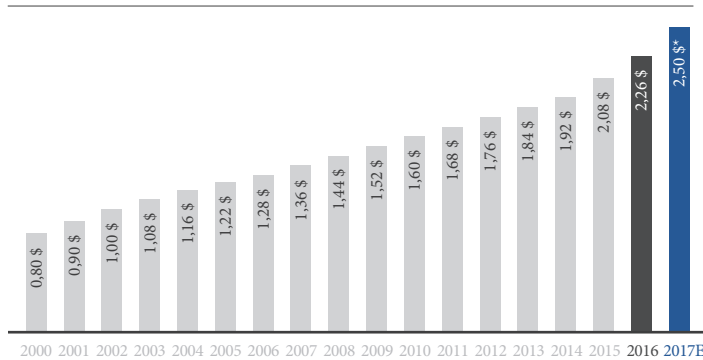
↑ Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation (en millions de dollars)



↑ Flux de trésorerie distribuables comparables¹ (en millions de dollars)

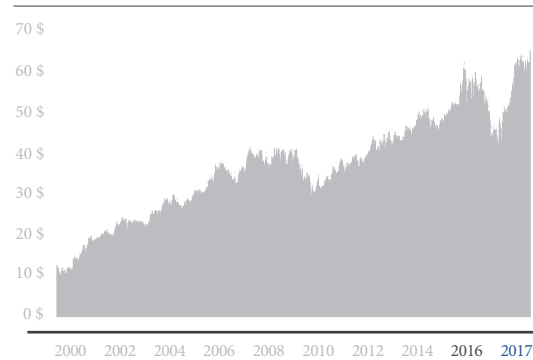


↑ Croissance du dividende



* 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 2015.

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 2016 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.

Depuis plus de 65 ans, Transcanada achemine avec fierté l'énergie sur laquelle comptent des millions de Nord-américains pour chauffer et rafraîchir leurs foyers, faire circuler les véhicules et alimenter l'industrie. Nos installations sont exploitées d'une façon sûre et fiable et de manière à avoir une incidence minimale sur l'environnement, et nos employés, qui sont plus de 7 100, s'engagent activement dans les collectivités où ils vivent au Canada, aux États Unis et au Mexique.

NOTRE VISION

Être le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, en ciblant les occasions dans les secteurs des pipelines et de la production d'électricité là où nous avons déjà un net avantage concurrentiel ou dans lesquelles nous pouvons l'acquérir.

TROIS ENTREPRISES COMPLÉMENTAIRES DU SECTEUR DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES



Gazoducs

Notre réseau de gazoducs, long de 91 500 kilomètres (56 900 milles), fournit plus de 25 % du gaz naturel brûlant sans résidus qui est consommé quotidiennement en Amérique du Nord. Ce réseau de gazoducs assure de manière stratégique le lien entre l'approvisionnement croissant et les principaux marchés dans nos trois zones d'exploitation que sont le Canada, les États-Unis et le Mexique. Nous sommes en outre le plus important fournisseur de stockage de gaz naturel du continent, avec une capacité de stockage de gaz naturel réglementée et non réglementée de 653 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »). Pour en apprendre davantage, veuillez consulter la section sur les gazoducs dans le rapport de gestion.



Pipelines de liquides

Notre réseau d'oléoducs Keystone, long de 4 300 kilomètres (2 700 milles), transporte 545 000 barils de pétrole brut par jour (« b/j »), soit 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, où il est transformé en combustible et en d'autres produits pétroliers utiles. L'oléoduc Keystone a acheminé en toute sécurité plus de 1,4 milliard de barils depuis sa mise en exploitation, en juin 2010. Pour en apprendre davantage, veuillez consulter la section sur les pipelines de liquides dans le rapport de gestion.



Énergie

TransCanada détient en propriété exclusive ou partielle 17 installations de production d'électricité d'une capacité de 10 700 mégawatts – soit assez pour alimenter plus de 10 millions de foyers. Le tiers de l'énergie que nous produisons provient de sources à faible teneur en émissions, à savoir l'énergie nucléaire, l'énergie hydraulique, l'énergie éolienne et l'énergie solaire et nous sommes un chef de file de la conception et de l'exploitation de centrales électriques à haute efficacité alimentées au gaz naturel. Pour en apprendre davantage, veuillez consulter la section sur l'énergie dans le rapport de gestion.

UN RENDEMENT ÉLEVÉ, DES OCCASIONS INTÉRESSANTES

- *Historique de création de valeur à long terme pour les actionnaires – rendement annuel moyen pour les actionnaires de 14 % depuis 2000.*
- *Portefeuille de croissance visible – projets de croissance à court terme garantis sur le plan commercial de 23 milliards de dollars en voie d'être achevés d'ici 2020. Développement de projets à moyen et à long terme de plus de 48 milliards de dollars.*
- *Dividende intéressant et croissant – nous prévoyons accroître le dividende sur nos actions ordinaires selon un taux moyen annuel se situant dans le haut d'une fourchette de 8 % à 10 % jusqu'en 2020.*
- *Situation financière solide – cote de crédit « A » et entreprises au caractère prévisible et à faible risque soutenues par des contrats à long terme ou des modèles réglementés axés sur les coûts de service qui devraient produire de bons résultats dans différentes conditions de marché.*
- *Engagement à l'égard du développement durable – notre fiche de sécurité figure parmi les meilleures de l'industrie et plusieurs agences de notation externes ont souligné notre excellente performance pour ce qui est de concilier sécurité, rentabilité et responsabilité sociale et environnementale.*

UNE ANNÉE DE TRANSFORMATION

LETTRE AUX ACTIONNAIRES

Pour notre société, l'année qui vient de passer a véritablement été marquée par la transformation. Notre portefeuille d'actifs d'infrastructures énergétiques de grande qualité a généré un excellent rendement et, en parallèle, notre stratégie à long terme et notre rigueur financière nous ont permis d'entreprendre une croissance sans précédent et d'acquérir un plus grand contrôle sur notre destinée, ce dont nos actionnaires profiteront au cours des années à venir.

Nous sommes heureux d'annoncer que TransCanada a su garder le cap malgré les turbulences auxquelles le secteur de l'énergie a été confronté dans les dernières années et qu'elle en ressort plus grande, plus forte et plus concurrentielle.

La stratégie en action – acquisition de Columbia

Notre plus grand projet de 2016 a connu son dénouement vers la fin du premier trimestre lorsque nous avons annoncé l'acquisition de Columbia Pipeline Group pour 13 milliards de dollars US. Cette transaction était la plus importante menée par TransCanada depuis notre regroupement avec Nova en 1998. Elle représentait une rare occasion de diversifier nos activités réglementées de gazoducs et de stockage, et elle nous a conféré une main-mise sur le bassin des Appalaches, une région de production de gaz naturel qui affiche parmi les plus bas coûts et la plus forte croissance au monde. L'acquisition a été menée à terme le 1^{er} juillet, ajoutant 24 500 km (15 200 milles) de gazoducs interétatiques entre New York et le Golfe du Mexique à notre réseau déjà étendu qui comprend désormais une vaste présence dans les gisements de schiste de Marcellus et d'Utica. Compte tenu de l'ajout des actifs de Columbia, TransCanada transporte maintenant 23 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi³/j »), soit plus de 25 % de la demande quotidienne de gaz naturel en Amérique du Nord, et nous sommes désormais le plus important fournisseur de stockage de gaz naturel du continent.

L'acquisition réussie de Columbia n'aurait pas été possible sans notre stratégie consistant à préserver notre solidité et notre souplesse financières, notamment notre notation « A » qui nous permet d'avoir accès à des capitaux selon des modalités très intéressantes en tout temps dans le cycle économique. Pour financer la transaction, nous avons dû émettre pour 7,9 milliards de dollars d'actions dans le cadre de deux placements par voie de prise ferme et prendre la décision de nous départir définitivement de nos actifs d'électricité sur le marché libre dans le nord-est des États-Unis. L'ajout des activités réglementées liées au gaz naturel de Columbia a rendu nos sources de revenus plus stables et plus prévisibles. Dorénavant, plus de 95 % de notre bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») devrait provenir des actifs réglementés ou visés par des contrats à long terme. Columbia a aussi ajouté un volet significatif de croissance à court terme à notre portefeuille, portant à 23 milliards de dollars la valeur totale des projets qui devraient générer des augmentations importantes du bénéfice et des flux de trésorerie ainsi que soutenir notre capacité de dégager un taux de croissance du dividende annuel moyen se situant dans le haut d'une fourchette de 8 % à 10 % pendant le reste de la décennie.



Russ Girling, Président et chef de la direction
S. Barry Jackson, Président du conseil

Des résultats inégalés en 2016

En 2016, nous avons poursuivi les efforts en vue d'assurer sans répit la sûreté et la fiabilité de nos opérations, partout où nous exerçons des activités. Bien que nous soyons fiers d'avoir une fiche de santé et de sécurité au travail qui figure parmi les meilleures de l'industrie et de n'avoir connu aucun incident majeur dans le cadre de l'exploitation de nos installations pipelinaires et énergétiques en 2016, nous croyons qu'aucun incident n'est acceptable en matière de sécurité. Tandis que nous continuons de viser un rendement dans le quartile supérieur et avons obtenu une amélioration de 50 % dans le nombre de jours d'arrêt de travail des employés et entrepreneurs, nous n'avons pas réussi à satisfaire aux normes sévères que nous nous imposons. En mars dernier, un entrepreneur a connu un destin tragique sur l'un de nos chantiers. Cela est inacceptable et nous avons redoublé les efforts déjà colossaux que nous déployons pour assurer la sécurité des employés des entrepreneurs sur nos sites. Nous avons également renforcé notre engagement à l'égard de notre objectif de zéro incident en faisant de la sécurité la première de nos quatre valeurs d'entreprise. Dorénavant, la sûreté, l'intégrité, la responsabilité et la collaboration seront les principes directeurs qui sous-tendent tout ce que nous faisons.

L'ajout de Columbia et l'achèvement de plusieurs autres projets de croissance ont permis à notre portefeuille d'actifs de croître pour s'établir à 88 milliards de dollars. Le cours de l'action de TransCanada est monté à des sommets sans précédent, reflétant notre repositionnement stratégique, nos perspectives de croissance sans égal et notre excellente performance sur le plan de l'exploitation.

Le cours de l'action de TransCanada est monté à des sommets sans précédent, reflétant notre repositionnement stratégique, nos perspectives de croissance sans égal et notre excellente performance sur le plan de l'exploitation.

Le résultat par action comparable a augmenté de 12 % par rapport à 2015, et les rentrées nettes liées à l'exploitation ont franchi le cap des 5 milliards de dollars pour la première fois depuis la création de la société. Vu cette croissance durable, en février 2017, le conseil d'administration a approuvé la 17^e hausse annuelle consécutive du dividende sur les actions ordinaires, portant le dividende annualisé de 2,26 \$ à 2,50 \$, ce qui représente une hausse de 10,6 %.

Des secteurs opérationnels performants

Depuis le mois de juillet, nous avons réalisé des progrès notables au chapitre de l'intégration des activités de Columbia à nos activités existantes et nous sommes sur la bonne voie pour atteindre la cible d'avantages annualisés de 250 millions de dollars US d'ici 2018. Également en ce qui concerne nos activités pipelinières aux États-Unis, nous avons conclu un règlement avec nos clients qui débouchera sur des tarifs plus élevés pour le pipeline d'ANR et sur un programme de trois ans prévoyant des mises à niveau à long terme du réseau. L'apport de nos gazoducs au Mexique a été plus élevé en 2016, puisque nous avons commencé à enregistrer des rentrées de fonds provenant des gazoducs de Topolobampo et de Mazatlán. Lorsque nos trois projets en cours dans le pays seront mis en service en 2018, nous prévoyons que nos actifs mexicains généreront un BAIIA annuel d'environ 575 millions de dollars US, soit plus que trois fois celui de 2015. De même, le réseau NGTL en Alberta poursuit son expansion constante, de nouvelles installations étant ajoutées pour répondre à la demande et honorer les nouveaux contrats. Le réseau NGTL couvre désormais l'essentiel de la production de gaz dans le Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et il a permis de transporter environ 11,3 Gpi³ par jour en 2016, par rapport à un volume de 11 Gpi³ par jour en 2015.

Notre entreprise de pipelines de liquides continue de produire de bons résultats, le réseau d'oléoducs Keystone ayant dégagé un BAIIA annuel supérieur à 1 milliard de dollars selon des contrats d'achat ferme visant l'expédition de 545 000 b/j dont la durée contractuelle résiduelle moyenne est de 15 ans. L'étendue de Keystone a été prolongée jusqu'au centre de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique après l'achèvement du projet de latéral de Houston et de terminal pétrolier en août, ce qui accroît les capacités de transport sur courte et longue distances de Keystone. Cette expansion du réseau de Keystone ouvre maintenant l'accès à des marchés de raffinage aux États-Unis qui représentent environ 6 millions de b/j.

En ce qui concerne le secteur de l'énergie, notre participation accrue dans la centrale nucléaire de Bruce Power a produit un résultat plus élevé, tandis que nous avons pris des mesures pour réduire

drastiquement notre exposition au marché libre de l'électricité en vendant nos actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis et en résiliant nos conventions d'achat d'électricité en Alberta. Les actifs de production d'électricité que nous conservons sont soutenus principalement par des contrats à long terme avec des contreparties fiables. De plus, nous nous sommes engagés à effectuer des investissements à long terme majeurs pour prolonger la durée d'utilité de Bruce Power jusqu'à la fin de 2064, car cette centrale importante produit environ 30 % de l'approvisionnement en électricité de l'Ontario et fait partie intégrante du Plan énergétique à long terme de la province. TransCanada est en bonne position pour saisir de nouvelles occasions sur le marché de l'électricité en Amérique du Nord alors que l'électricité alimentée au charbon est délaissée au profit des sources d'énergie renouvelables et du gaz naturel.

Une croissance prévisible à faible risque

La stabilité de nos activités de base est complétée par notre portefeuille de projets de croissance à court terme de 23 milliards de dollars dont la réalisation est prévue d'ici la fin de la décennie. Ces projets sont tous étayés par des contrats à long terme ou des entreprises réglementées et ils touchent nos trois secteurs d'activités. Les gazoducs et les installations connexes comptent pour plus de 18 milliards de dollars de ces projets, y compris des projets d'environ 7,1 milliards de dollars US associés à Columbia, des agrandissements du réseau NGTL de 5,4 milliards de dollars et trois projets totalisant 2,5 milliards de dollars US au titre de nouveaux investissements en cours au Mexique. Des projets de pipelines de liquides d'une valeur de 2,1 milliards de dollars sont en cours de construction afin de répondre aux besoins des producteurs de sables bitumineux pour acheminer leurs produits en Alberta. Un autre investissement de 2,2 milliards de dollars est effectué dans le secteur de l'électricité en Ontario, où la centrale électrique de Napanee est sur la bonne voie pour entrer en service en 2018, et des travaux de gestion d'actifs sont menés à Bruce Power dans le cadre de la première phase du programme d'allongement de sa durée d'utilité à long terme.

Nous poursuivons le développement de projets à moyen et à long terme d'une valeur de plus de 48 milliards de dollars qui créent d'importantes options de croissance pour nos actionnaires. Ce portefeuille repose sur deux grands projets d'oléoducs et deux projets de gazoducs, lesquels généreront tous un BAIIA annuel supplémentaire significatif lorsqu'ils seront achevés. Les projets d'oléoducs Énergie Est et Keystone XL pourraient fournir collectivement une capacité de transport longue distance

Dorénavant, la sûreté, l'intégrité, la responsabilité et la collaboration seront les principes directeurs qui sous-tendent tout ce que nous faisons.

de 2 millions de b/j qui permettra d'acheminer la production grandissante de pétrole canadien sur les marchés nationaux et internationaux. Pendant ce temps, nos projets Coastal GasLink et de transport de gaz de Prince Rupert pourraient nous amener à investir quelque 10 milliards de dollars dans l'établissement du secteur émergent du gaz naturel liquéfié (« GNL ») en Colombie-Britannique. Ces deux projets pipeliniers combinés permettraient d'acheminer plus de 4 Gpi³ par jour de gaz naturel canadien vers les marchés internationaux.

En position pour connaître du succès à long terme

Il est clair que la stratégie que nous avons mise en œuvre en 2000 continue de porter ses fruits et qu'elle s'est montrée résiliente dans une foule de conjonctures et de cycles économiques. Nous avons établi une fondation solide d'actifs d'infrastructures énergétiques complémentaires qui sont essentiels pour combler les besoins en Amérique du Nord. Notre plan de croissance se compose de projets concrets, garantis sur le plan commercial dans chacun de nos secteurs d'activités et des territoires où nous sommes présents, projets qui sont en phase avec l'offre et la demande d'énergie à long terme. **Nos actionnaires ont été récompensés par des dividendes croissants et un rendement total annuel moyen de 14 % sur cette période.**

La manière dont nous menons nos activités est importante pour nos parties prenantes partout en Amérique du Nord, et nous savons que le succès continu de notre société dépend de notre capacité à mener nos activités d'exploitation d'une manière rentable et durable sur les plans social et environnemental. Nous continuons d'évaluer chacune de nos décisions d'affaires à l'aune de notre performance à ces égards et **des organismes indépendants très bien vus continuent de souligner nos réalisations.** Pour la 15^e année consécutive, la société a été choisie pour faire partie de l'indice mondial de développement durable Dow Jones Sustainability Index (« DJSI ») et elle s'est mérité une place au sein de l'indice DJSI pour l'Amérique du Nord en 2016. Nous avons aussi amélioré notre classement dans les World Green Rankings de Newsweek et dans la liste des 50 meilleures entreprises citoyennes au Canada selon le magazine Corporate Knights.

En 2016, nous avons poursuivi de façon harmonieuse la mise en place de la relève de notre conseil d'administration avec la nomination de Siim A. Vanaselja en tant que prochain président du conseil, sous réserve de sa réélection par les actionnaires lors de l'assemblée annuelle de 2017. M. Vanaselja est membre du conseil de TransCanada depuis 2014 et il a été président du comité d'audit de la société. Nous nous réjouissons tous deux de travailler avec lui dans les mois à venir. Nous nous réjouissons aussi de travailler avec Stéphane Crétier qui s'est joint au conseil le 17 février 2017. La riche expérience de M. Crétier en tant que chef de la direction d'une multinationale, de même que son leadership, sa connaissance de la stratégie et son sens des affaires, seront des atouts précieux pour le conseil. Par ailleurs, nous souhaitons remercier sincèrement John Richels, qui prendra sa retraite du conseil le 5 mai 2017. M. Richels a été administrateur durant quatre ans, pendant lesquels sa connaissance de l'industrie et son expérience de gestion ont apporté mise en contexte et perspective au comité des ressources humaines et au comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement.

En guise de conclusion, rappelons que même si l'année 2016 a été remarquable pour TransCanada, elle a aussi comporté une multitude de changements et une grande incertitude pour bon nombre de nos employés. Nous avons entrepris des changements organisationnels importants pour nous adapter à notre croissance et exercer nos activités de manière plus efficace et efficiente. **En faisant preuve d'ouverture au changement et en ajustant l'orientation de notre programme de croissance, nous sommes une société plus forte et plus concurrentielle dotée d'une confiance accrue dans ses plans.** L'avenir reste prometteur pour TransCanada, et nous souhaitons remercier tous nos employés et nos actionnaires de leur engagement soutenu à l'égard de notre succès à long terme.

Cordialement,



Russ Girling
Président et chef
de la direction



S. Barry Jackson
Président du conseil

Rapport de gestion

Le 15 février 2017

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Le rapport de gestion doit être lu à la lumière des états financiers consolidés comparatifs audités et des notes y afférentes de l'exercice clos le 31 décembre 2016, 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	11
• Notre stratégie	13
• Acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc.	14
• Programme d'investissement	16
• Points saillants des résultats financiers de 2016	19
• Perspectives	28
ENTREPRISE DE GAZODUCS	30
GAZODUCS – CANADA	38
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	42
GAZODUCS – MEXIQUE	48
RISQUES LIÉS À L'ENTREPRISE DE GAZODUCS	50
PIPELINES DE LIQUIDES	52
ÉNERGIE	62
SIÈGE SOCIAL	79
SITUATION FINANCIÈRE	84
AUTRES RENSEIGNEMENTS	98
• Risques et gestion des risques	98
• Contrôles et procédures	105
• Estimations comptables critiques	106
• Instruments financiers	109
• Modifications comptables	112
• Rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable au bénéfice sectoriel	115
• Résultats trimestriels	116
GLOSSAIRE	125

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 125. Tous les renseignements sont en date du 15 février 2017 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, notamment la cession de certains actifs;
- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes ou les prévisions quant aux stratégies et objectifs en matière de croissance et d'expansion;
- les flux de trésorerie attendus et les options de financement futures à notre disposition;
- la croissance prévue 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'incidence prévue des résultats des processus de réglementation;
- 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 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 monétisation prévue de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis;
- les taux d'inflation, le prix des produits de base et les prix de capacité;
- la nature et la portée des opérations de couverture;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- le maintien du taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain au niveau actuel ou proche de celui-ci;
- les taux d'intérêt;
- les taux d'imposition;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- l'intégrité et la fiabilité de nos actifs;
- l'accès aux marchés financiers;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement.

Risques et incertitudes

- notre capacité de réaliser les avantages attendus de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia »);
- le moment et l'exécution de nos ventes d'actifs prévues;
- notre capacité de mettre en œuvre nos initiatives stratégiques;
- la question de savoir si nos initiatives stratégiques donneront les résultats escomptés;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinères;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie;
- les décisions de réglementation et leur incidence;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les 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;
- 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

Pour obtenir des renseignements sur d'autres données financières consolidées de TransCanada pour les cinq derniers exercices, Se reporter à la rubrique « Renseignements complémentaires » qui commence à la page 196.

Il est également 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 des États-Unis, 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. 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.

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.

Résultat comparable

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Il est calculé d'une manière uniforme d'une période à l'autre. 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.

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.

Fonds provenant de l'exploitation

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. 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

Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien. Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Pour certaines de nos activités réglementées, même si nous déduisons les dépenses d'investissement de maintien pour calculer les flux de trésorerie distribuables comparables, ces dépenses sont incluses dans leur base tarifaire respective, de laquelle nous tirons un rendement réglementé et recouvrons l'amortissement à même les droits futurs.

Avec prise d'effet le 31 décembre 2016, nous avons adopté de manière rétrospective une nouvelle norme comptable conforme aux PCGR des États-Unis. Cette norme nous permet de classer certains bénéfices répartis reçus au titre de participations comptabilisées à la valeur de consolidation, auparavant inclus dans les activités d'investissement, dans les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation à l'état consolidé des flux de trésorerie. Par conséquent, nous n'avons plus à faire d'ajustement pour tenir compte des distributions en excédent de la quote-part du bénéfice dans le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables.

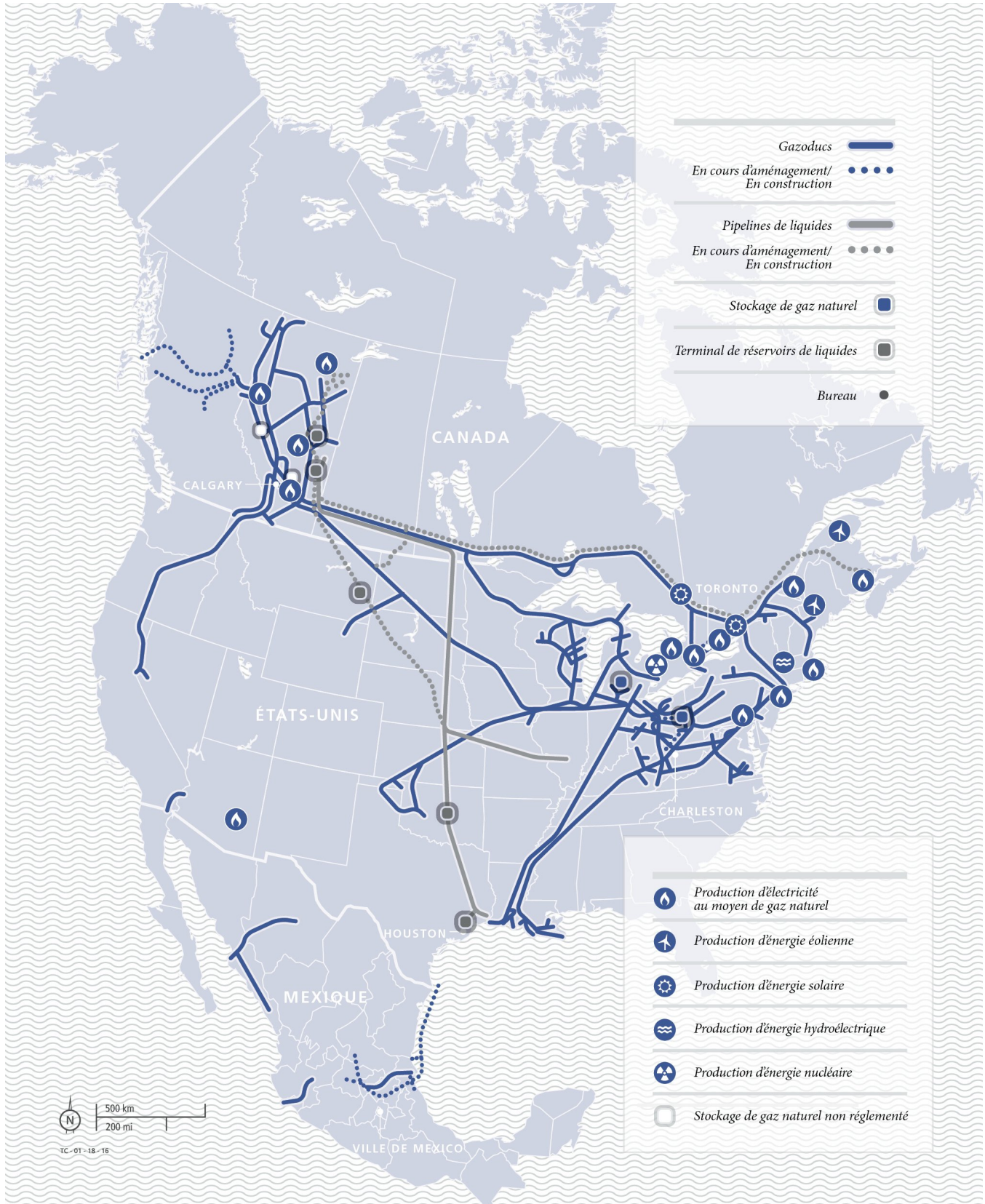
Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées à l'exploitation.

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
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

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. En raison de notre acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et de la monétisation prochaine de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons convenu qu'il était pertinent de modifier nos secteurs d'exploitation. Par conséquent, nous considérons que nous menons nos activités dans les secteurs suivants : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides et Énergie. Cette structure nous permet de communiquer de l'information qui correspond à la manière dont la direction prend des décisions sur nos activités et évalue la performance de nos entreprises. 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. L'information sectorielle des périodes précédentes a été retraitée de manière à tenir compte des nouveaux secteurs.

Notre portefeuille d'actifs énergétiques de 88 milliards de dollars permet de répondre aux besoins de gens qui se fient à nous pour les approvisionner chaque jour en énergie de manière sécuritaire et fiable. Nous menons nos activités dans sept provinces canadiennes, dans 38 États américains et au Mexique.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre		
(en millions de dollars)	2016	2015
Total de l'actif		
Gazoducs – Canada	15 816	15 038
Gazoducs – États-Unis ¹	34 422	12 207
Gazoducs – Mexique	5 013	3 787
Pipelines de liquides	16 896	16 046
Énergie ²	13 169	15 614
Siège social	2 735	1 706
	88 051	64 398

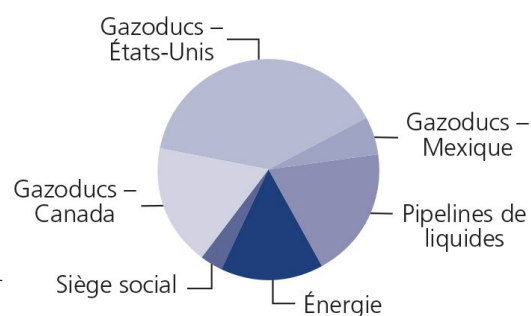
¹ Compte tenu de Columbia pour 2016.

² Compte tenu des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente.

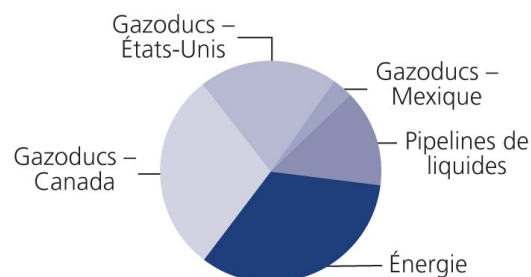
exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2016	2015
Total des produits		
Gazoducs – Canada	3 682	3 680
Gazoducs – États-Unis ¹	2 526	1 444
Gazoducs – Mexique	378	259
Pipelines de liquides	1 755	1 879
Énergie	4 164	4 038
	12 505	11 300

¹ Compte tenu de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016.

2016 Total de l'actif



2016 Total des produits



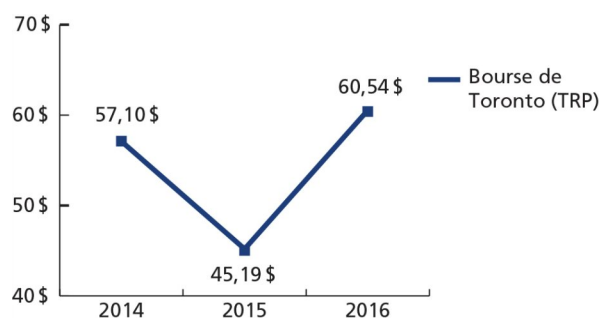
exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)	2016	2015
BAIL comparable		
Gazoducs – Canada	1 373	1 413
Gazoducs – États-Unis ¹	1 286	731
Gazoducs – Mexique	290	171
Pipelines de liquides	881	1 043
Énergie	996	924
Siège social	(118)	(139)
	4 708	4 143

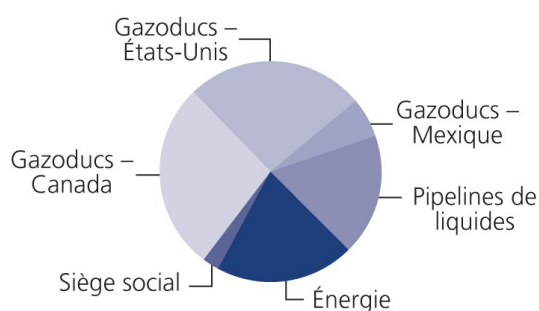
¹ Compte tenu de Columbia depuis le 1^{er} juillet 2016.

Cours de l'action ordinaire

aux 31 décembre



2016 BAIL comparable



Actions ordinaires en circulation – moyenne

(en millions)

2016	759
2015	709
2014	708

Au 13 février 2017

Actions ordinaires

Émises et en circulation

867 millions

Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être convertie 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

6 millions

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 et des conventions commerciales à plus court terme à des clients de gros et à la demande 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 71 milliards de dollars, composé de 23 milliards de dollars destinés à des projets à court terme et de 48 milliards de dollars destinés à des projets à moyen et long terme garantis 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 pipeliniers et d'autres installations énergétiques.
- Nos investissements dans des centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire témoignent de notre engagement à l'égard de l'énergie propre et durable.

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

- Nous évaluons les occasions d'acquérir et d'aménager 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 rehausser 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 des activités d'exploitation 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; priorité à l'excellence sur le plan de l'exploitation; valeurs fondamentales dominées par un engagement envers la santé, la sécurité et la protection de l'environnement.
- Position financière – Performance financière constamment solide ainsi que 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; capacité de maintien de l'équilibre des dividendes croissants sur nos actions ordinaires et de la souplesse financière pour financer nos programmes d'investissement de pointe 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 la valeur de la société aux actionnaires et aux investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

ACQUISITION DE COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.

Acquisition

Le 1^{er} 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 1^{er} 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. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements sur les facilités de crédit-relais d'acquisition et les reçus de souscription.

Columbia exploite un portefeuille composé de gazoducs réglementés d'une longueur d'environ 24 500 km (15 200 milles), d'installations de stockage de gaz naturel d'une capacité de 285 milliards de pieds cubes et des 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 actuellement 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. Nous continuons de concrétiser des plans visant une intégration efficace de Columbia à la société TransCanada. Les avantages cibles de 250 millions de dollars US que nous prévoyons réaliser au chapitre des coûts, des produits et du financement s'annoncent toujours réalisables d'ici 2018.

Tout au long du présent rapport de gestion, « Columbia » désigne l'ensemble de l'entreprise que nous avons acquise. Toutefois, le rapport de gestion fait également référence à des entreprises et à des actifs qui font partie de Columbia :

- Columbia Gas – Nous possédons et exploitons ce réseau de gazoducs de transport et de stockage interétatiques qui sert essentiellement à transporter du gaz provenant de la côte du golfe du Mexique par l'intermédiaire de Columbia Gulf, de divers raccords de gazoducs et de zones productrices de la région des Appalaches jusqu'aux marchés des régions du Midwest, du littoral de l'Atlantique et du nord-est.
- Columbia Gulf – Nous possédons et exploitons ce réseau interétatique de transport sur longue distance par gazoduc qui devait initialement servir à acheminer le gaz naturel du golfe du Mexique aux principaux marchés du nord-est des États-Unis. Le gazoduc est actuellement en cours de transformation et d'expansion pour qu'il puisse prendre en charge l'offre accrue du bassin des Appalaches, et il sera 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.
- Millennium – Nous possédons et exploitons une participation de 47,5 % dans Millennium, qui transporte du gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que le marché de la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccords de gazoducs.
- Crossroads – Nous possédons et exploitons ce gazoduc interétatique situé dans l'Indiana et l'Ohio.

- Midstream – Cette entreprise du secteur intermédiaire offre des services aux producteurs de gaz naturel, dont la collecte, le traitement, le conditionnement, la compression et la manutention des liquides dans le bassin des Appalaches.

L'entreprise de stockage de gaz naturel détenue en propriété exclusive de Columbia – l'une des plus grandes en Amérique du Nord – comprend 37 installations de stockage dans quatre États qui sont très bien intégrées aux actifs pipeliniers de Columbia.

- Hardy Storage – Nous possédons et exploitons aussi une participation de 50 % dans l'entreprise Hardy Storage, une installation de stockage de gaz naturel située dans les comtés de Hardy et de Hampshire, en Virginie-Occidentale.

Le tableau ci-dessous présente les coûts liés à l'acquisition de Columbia qui ont été exclus du résultat comparable.

exercice clos le 31 décembre	
(en millions de dollars)	2016
Coûts d'exploitation des centrales et autres – Gazoducs – États-Unis	63
Coûts d'exploitation des centrales et autres – Siège social	116
Intérêts débiteurs	115
Intérêts créditeurs et autres	(6)
Charge d'impôts sur le bénéfice	(10)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(5)
Montant total exclu du résultat comparable	273

Les coûts de 273 millions de dollars après les impôts, qui ont été exclus du résultat comparable, comprenaient 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 l'acquisition, sommes annulées en partie par des intérêts créditeurs de 6 millions de dollars sur les fonds entiers provenant des reçus de souscription en attendant que ces derniers soient convertis en actions ordinaires.

Dans le cadre du plan de financement initial de l'acquisition de Columbia, nous avons annoncé la monétisation prévue de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis et la vente d'une participation minoritaire dans nos gazoducs au Mexique.

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

Le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la vente de Ravenswood, Ironwood, Ocean State Power et Kibby Wind à Helix Generation, LLC, société liée à LS Power Equity Advisors, pour 2,2 milliards de dollars US, et de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, société liée à ArcLight Capital Partners LLC, pour 1,065 milliard de dollars US. Ces deux transactions de vente devraient se conclure au premier semestre de 2017 sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et autres et comporteront des ajustements de clôture habituels. Ces cessions d'actifs devraient se traduire par une perte nette d'environ 1,1 milliard de dollars après les impôts, dont une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition d'une valeur d'environ 656 millions de dollars, après les impôts, une perte nette d'environ 863 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et un gain d'environ 440 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs d'énergie hydraulique à la clôture de cette transaction. Nous sommes également dans le processus de monétiser l'entreprise de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Le produit de ces ventes et la valeur de réalisation future de l'entreprise de commercialisation d'électricité serviront à rembourser la tranche résiduelle des facilités de crédit-relais d'acquisition, sur lesquelles des montants ont été prélevés pour financer une partie de l'acquisition de Columbia.

Participation minoritaire dans des gazoducs au Mexique

Dans le cadre du plan de financement initial de l'acquisition de Columbia, nous avons précédemment annoncé notre intention de monétiser notre participation minoritaire dans notre entreprise de gazoducs au Mexique. Le 1^{er} novembre 2016, nous avons rendu publique notre décision de conserver notre participation actuelle dans ce portefeuille en croissance d'actifs de gazoducs au Mexique plutôt que de vendre une participation minoritaire dans six de ces gazoducs, ce qui cadre également avec la stratégie visant à maximiser la valeur pour les actionnaires et à maintenir une structure organisationnelle simplifiée.

Placement d'actions ordinaires

Le 1^{er} novembre 2016, en parallèle avec notre décision de conserver notre participation actuelle dans notre entreprise de gazoducs au Mexique en croissance, nous avons conclu une entente avec un groupe de preneurs fermes afin d'effectuer un placement d'actions ordinaires comprenant une option de surallocation. Le 16 novembre 2016, compte tenu de l'exercice de la totalité de l'option de surallocation par les preneurs fermes, 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 tranche des facilités de crédit-relais d'acquisition de 6,9 milliards de dollars US, sur lesquelles des montants ont été prélevés pour financer une partie de l'acquisition de Columbia.

Stratégie concernant nos sociétés en commandite cotées en bourse et acquisition de CPPL

Par suite d'un examen de notre stratégie concernant nos sociétés en commandite cotées en bourse, le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une entente et d'un plan de fusion au moyen desquels notre filiale en propriété exclusive Columbia Pipeline Group, Inc. a convenu d'acquérir contre trésorerie la totalité des parts ordinaires en circulation de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL »). La clôture de cette acquisition devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017. TC PipeLines, LP demeure une composante centrale de notre stratégie future.

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 de 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 48 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à plus long terme garantis 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

au 31 décembre 2016				
(en milliards de dollars)	Secteur	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Réseau principal au Canada	Gazoducs – Canada	2017-2018	0,3	0,1
Réseau de NGTL – North Montney	Gazoducs – Canada	2018+ ¹	1,7	0,3
– Saddle West	Gazoducs – Canada	2019	0,6	—
– Installations de 2016/2017	Gazoducs – Canada	2017-2020	2,2	0,5
– Installations de 2018	Gazoducs – Canada	2018-2020	0,6	—
– Autres	Gazoducs – Canada	2017-2020	0,3	—
Grand Rapids ²	Pipelines de liquides	2017	0,9	0,8
Northern Courier	Pipelines de liquides	2017	1,0	0,9
Columbia Gas ³ – Leach XPress	Gazoducs – États-Unis	2017	1,4 US	0,4 US
– Modernisation I	Gazoducs – États-Unis	2017	0,2 US	—
– WB XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	0,8 US	0,2 US
– Mountaineer XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	2,0 US	0,1 US
– Modernisation II	Gazoducs – États-Unis	2018-2020	1,1 US	—
Columbia Gulf ³ – Rayne XPress	Gazoducs – États-Unis	2017	0,4 US	0,2 US
– Accès à Cameron	Gazoducs – États-Unis	2018	0,3 US	0,1 US
– Gulf XPress	Gazoducs – États-Unis	2018	0,6 US	—
Midstream – Gibraltar	Gazoducs – États-Unis	2017	0,3 US	0,2 US
Tula	Gazoducs – Mexique	2018	0,6 US	0,3 US
White Spruce	Pipelines de liquides	2018	0,2	—
Napanee	Énergie	2018	1,1	0,7
Villa de Reyes	Gazoducs – Mexique	2018	0,6 US	0,2 US
Sur de Texas ²	Gazoducs – Mexique	2018	1,3 US	0,1 US
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	Énergie	jusqu'en 2020+	1,1	0,1
			19,6	5,2
Incidence du change sur les projets à court terme ⁵			3,3	0,6
Total des projets à court terme (en milliards de dollars CA)			22,9	5,8

1 La date de mise en service dépend de l'obtention d'une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet de transport de gaz de Prince Rupert.

2 Notre quote-part.

3 Les projets de Columbia excluent la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, alors que les coûts estimatifs auparavant annoncés l'incluaient.

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 des arrêts majeurs pour remise à neuf, qui sont censés commencer au début de 2020.

5 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,34 \$ au 31 décembre 2016.

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 en 2019 et par la suite, et les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous rendent compte des coûts les plus récents pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis. Ces projets sont tous garantis sur le plan commercial, mais ils sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale du promoteur et/ou des processus réglementaires complexes. Il y a lieu de consulter la rubrique « Faits marquants » pour chacun des secteurs d'activités pour un complément d'information sur chacun de ces projets.

au 31 décembre 2016			
(en milliards de dollars)	Secteur	Coût estimatif du projet	Valeur comptable
Heartland et terminaux de TC	Pipelines de liquides	0,9	0,1
Upland	Pipelines de liquides	0,6 US	—
Grand Rapids phase 2 ¹	Pipelines de liquides	0,7	—
Bruce Power - Allongement du cycle de vie ¹	Énergie	5,3	—
Projets de Keystone			
Keystone XL ²	Pipelines de liquides	8,0 US	0,3 US
Terminal de Keystone à Hardisty ²	Pipelines de liquides	0,3	0,1
Projets Énergie Est			
Énergie Est ³	Pipelines de liquides	15,7	0,8
Réseau principal de l'Est	Gazoducs – Canada	2,0	0,1
Projets liés au GNL de la côte Ouest de la Colombie-Britannique			
Coastal GasLink	Gazoducs – Canada	4,8	0,4
Projet de transport de gaz de Prince Rupert	Gazoducs – Canada	5,0	0,5
Réseau de NGTL - Merrick	Gazoducs – Canada	1,9	—
		45,2	2,3
Incidence du change sur les projets à moyen et à long terme ⁴		2,9	0,1
Total des projets à moyen et à long terme (en milliards de dollars CA)		48,1	2,4

1 Notre quote-part.

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

3 À l'exclusion du transfert des actifs gaziers du réseau principal au Canada.

4 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,34 \$ au 31 décembre 2016.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2016

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 86 et 87 pour un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016	2015	2014
Bénéfice			
Produits	12 505	11 300	10 185
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	124	(1 240)	1 743
par action ordinaire – de base et dilué(e)	0,16 \$	(1,75) \$	2,46 \$
BAIIA comparable	6 647	5 908	5 521
Résultat comparable	2 108	1 755	1 715
par action ordinaire	2,78 \$	2,48 \$	2,42 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 069	4 384	4 226
Fonds provenant de l'exploitation comparables	5 171	4 815	4 458
Flux de trésorerie distribuables comparables	3 665	3 562	3 405
par action ordinaire	4,83 \$	5,02 \$	4,81 \$
Dépenses d'investissement – dépenses en immobilisations	5 007	3 918	3 489
Dépenses d'investissement – projets en cours d'aménagement	295	511	848
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	765	493	256
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	13 608	236	241
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	6	—	196
Bilan			
Total de l'actif	88 051	64 398	58 525
Dette à long terme	40 150	31 456	24 757
Billets subordonnés de rang inférieur	3 931	2 409	1 160
Actions privilégiées	3 980	2 499	2 255
Participations sans contrôle	1 726	1 717	1 583
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	20 277	13 939	16 815
Dividendes déclarés¹			
par action ordinaire	2,26 \$	2,08 \$	1,92 \$
par action privilégiée de série 1	0,8165 \$	0,8165 \$	1,15 \$
par action privilégiée de série 2	0,60648 \$	0,6299 \$	—
par action privilégiée de série 3	0,538 \$	0,769 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 4	0,44648 \$	0,2269 \$	—
par action privilégiée de série 5	0,56575 \$	1,10 \$	1,10 \$
par action privilégiée de série 6	0,50648 \$	—	—
par action privilégiée de série 7	1,00 \$	1,00 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 9	1,0625 \$	1,0625 \$	1,09 \$
par action privilégiée de série 11	1,1875 \$	0,7040 \$	—
par action privilégiée de série 13	0,18525 \$	—	—
par action privilégiée de série 15	0,3323 \$	—	—

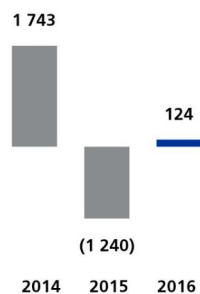
¹ Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 84 pour plus de renseignements sur les dividendes sur les actions privilégiées.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) sectoriel(le)			
Gazoducs – Canada	1 373	1 413	1 454
Gazoducs – États-Unis	1 219	606	556
Gazoducs – Mexique	290	171	142
Pipelines de liquides	827	(2 643)	830
Énergie	(1 140)	792	1 036
Siège social	(256)	(238)	(87)
Total du bénéfice sectoriel	2 313	101	3 931
Intérêts débiteurs	(1 998)	(1 370)	(1 198)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	419	295	136
Intérêts créditeurs et autres	103	(132)	(45)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	837	(1 106)	2 824
Charge d'impôts	(352)	(34)	(831)
Bénéfice net (perte nette)	485	(1 140)	1 993
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(252)	(6)	(153)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	233	(1 146)	1 840
Dividendes sur les actions privilégiées	(109)	(94)	(97)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	124	(1 240)	1 743
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire – de base et dilué(e)	0,16 \$	(1,75) \$	2,46 \$

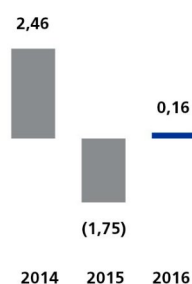
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Bénéfice net (perte nette) par action

exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires se chiffrait en 2016 à 124 millions de dollars, ou 0,16 \$ par action (perte de 1 240 millions de dollars, ou 1,75 \$ par action, en 2015; bénéfice de 1 743 millions de dollars, ou 2,46 \$ par action, en 2014). Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 1,91 \$ par action en 2016 comparativement à 2015 en raison des variations du bénéfice net décrites ci-dessous contrebalancées en partie par l'effet dilutif découlant de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires en 2016. Les postes particuliers qui suivent ont été constatés dans le bénéfice net (la perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires entre 2014 et 2016 et ils ont été retranchés du résultat comparable pour les périodes indiquées :

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 10 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation;
- 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 l'acquisition, sommes annulées en partie par des intérêts créditeurs de 6 millions de dollars sur les fonds entiers 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 sont 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'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficacité 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'efficacité 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.

2014

- un gain de 99 millions de dollars après les impôts sur la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité;
- une perte nette de 32 millions de dollars après les impôts découlant du paiement de résiliation à Niska Gas Storage pour la renégociation d'un contrat;
- un gain de 8 millions de dollars après les impôts à la suite de la vente de notre participation de 30 % dans Gas Pacifico/ INNERGY.

Certains ajustements de la juste valeur non réalisée liés aux activités de gestion des risques sont également exclus du résultat comparable. Le solde du bénéfice net (de la perte nette) est l'équivalent du résultat comparable. 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)	2016	2015	2014
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	124	(1 240)	1 743
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	656	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	873	—	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	244	—	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	273	—	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	(28)	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	42	—	—
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)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(99)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	32
Gain à la vente de Gas Pacífico/INENERGY	—	—	(8)
Activités de gestion des risques ¹	(95)	39	47
Résultat comparable	2 108	1 755	1 715
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire	0,16 \$	(1,75) \$	2,46 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	0,86	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	1,15	—	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	0,32	—	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	0,37	—	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	(0,04)	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	0,06	—	—
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	4,08	—
Perte à la vente de TC Offshore	—	0,12	—
Coûts de restructuration	0,02	0,10	—
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)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(0,14)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	0,04
Gain à la vente de Gas Pacífico/INENERGY	—	—	(0,01)
Activités de gestion des risques	(0,12)	0,06	0,07
Résultat comparable par action ordinaire	2,78 \$	2,48 \$	2,42 \$

1 exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	4	(8)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	113	(30)	(55)
Commercialisation des liquides	(2)	—	—
Stockage de gaz naturel	8	1	13
Change	26	(21)	(21)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(54)	19	27
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	95	(39)	(47)

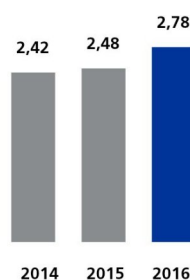
Résultat comparable

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Résultat comparable par action

exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



En 2016, le résultat comparable par action a subi l'effet dilutif de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

En 2016, le résultat comparable a progressé de 353 millions de dollars par rapport à 2015. L'augmentation du résultat comparable de 2016 est avant tout le résultat net de ce qui suit :

- le résultat plus élevé tiré des gazoducs aux États-Unis par suite du résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1^{er} juillet 2016, de l'augmentation des produits de transport d'ANR provenant de la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} août 2016, de la conclusion de nouveaux contrats visant les produits tirés du transport sur 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.

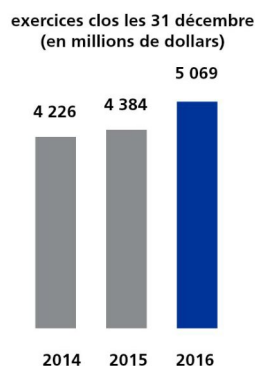
En 2015, le résultat comparable a progressé de 40 millions de dollars (hausse de 0,06 \$ par action ordinaire) par rapport à 2014.

L'augmentation du résultat comparable de 2015 est avant tout le résultat net de ce qui suit :

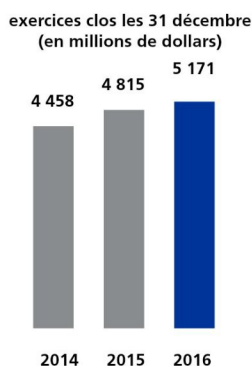
- le relèvement du résultat du secteur des pipelines de liquides en raison de l'accroissement des volumes du réseau d'oléoducs Keystone;
- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix de l'électricité réalisés et des volumes moindres aux termes de CAE;
- la hausse des intérêts débiteurs provenant d'émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres par suite de la hausse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction liée à nos projets pipeliniers à tarifs réglementés, dont Énergie Est et nos gazoducs au Mexique;
- la hausse du résultat des installations énergétiques aux États-Unis, surtout attribuable à l'accroissement des marges et des volumes des ventes aux clients des secteurs de gros, commercial et industriel, laquelle a été partiellement contrebalancée par le recul des produits tirés de la capacité dans la région de New York et la baisse des prix réalisés de nos installations énergétiques situées dans le nord-est des États-Unis;
- le relèvement du résultat attribuable aux gazoducs aux États-Unis en raison de la hausse des produits tirés du transport dans le cas d'ANR, de Great Lakes et de GTN;
- l'augmentation du résultat attribuable aux installations énergétiques de l'Est principalement attribuable à quatre installations d'énergie solaire acquises en 2014;
- le résultat supérieur du prolongement de Tamazunchale qui a été mis en service en 2014.

Flux de trésorerie

Rentées nettes de trésorerie liées aux activités d'exploitation



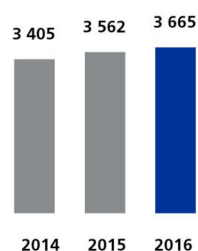
Fonds provenant de l'exploitation comparables



Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont été supérieures de 16 % et les fonds provenant de l'exploitation comparables ont affiché une progression de 7 % en 2016, comparativement à 2015, essentiellement en raison de 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.

Flux de trésorerie distribuables comparables

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Flux de trésorerie distribuables comparables par action

exercices clos les 31 décembre
(en dollars)



Les flux de trésorerie distribuables comparables ont augmenté en 2016, comparativement à 2015, principalement en raison de la hausse du résultat comparable décrite précédemment, contrebalancée en partie par l'accroissement des dépenses d'investissement de maintien en 2016. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire ont diminué d'un exercice à l'autre en raison des émissions d'actions ordinaires de 2016. 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

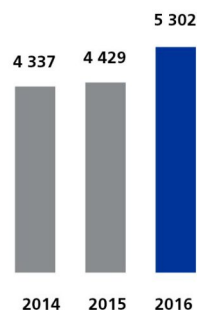
Dépenses d'investissement¹

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Gazoducs – Canada	1 525	1 596	1 141
Gazoducs – États-Unis	1 517	537	277
Gazoducs – Mexique	944	566	718
Pipelines de liquides	810	1 290	1 949
Énergie	473	376	206
Siège social	33	64	46
	5 302	4 429	4 337

¹ Les dépenses d'investissement s'entendent des dépenses visant la capacité, des dépenses d'investissement de maintien et des projets d'investissement en cours d'aménagement.

Dépenses d'investissement

exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars)



Nous avons investi 5,3 milliards de dollars en projets d'investissement en 2016 pour optimiser la valeur des actifs existants et à aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande qui devraient produire un résultat et des flux de trésorerie stables et prévisibles ainsi qu'à maximiser le rendement aux actionnaires pendant les prochaines années.

Autres activités d'investissement

En 2016, nous avons effectué des apports de 765 millions de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liées à notre investissement dans Bruce Power, Grand Rapids et Sur de Texas.

En 2016, nous avons fait l'acquisition de Columbia pour un prix d'achat de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie.

En 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué des prélèvements sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre du programme visant à financer son programme d'investissement et a versé des distributions à ses partenaires, dont un montant de 725 millions de dollars que nous avons reçu.

Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en accroissant le total de nos actifs de 29,5 milliards de dollars depuis 2014. Au 31 décembre 2016, le capital-actions ordinaire comptait pour 32 % de la structure du capital (30 % en 2015), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 11 %. Consulter la page 85 pour un complément d'information sur notre structure de capital.

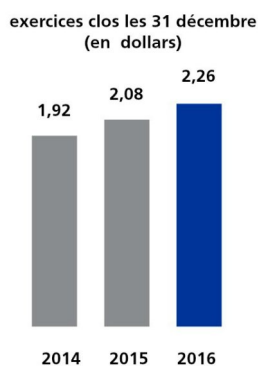
Actions ordinaires rachetées

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, entre le 23 novembre 2015 et le 22 novembre 2016 aux cours en vigueur sur le marché majorés des frais de courtage ou à tout autre prix autorisé par la TSX. Pendant cette période, nous avons racheté 7,1 millions d'actions au prix moyen de 43,36 \$. Notre offre publique de rachat dans le cours normal des activités est maintenant échu et n'a pas été renouvelée. Étant donné l'acquisition de Columbia, nous ne prévoyons pas procéder à d'autres rachats dans un avenir prévisible.

Dividendes

Nous avons majoré de 10,6 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,625 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2017, ce qui correspond à un dividende annuel de 2,50 \$ par action ordinaire. Cela reflète notre volonté d'être en mesure d'accroître 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'à la fin de la décennie. Il s'agit du 17^e exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires a été majoré.

Dividendes déclarés par action ordinaire



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. Depuis les dividendes déclarés le 27 juillet 2016, des actions ordinaires sont émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %, plutôt que d'être rachetées sur le marché libre pour répondre à la participation au RRD.

Dividende trimestriel sur les actions ordinaires

0,625 \$ par action ordinaire (pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2017)

Dividendes annuels sur les actions privilégiées¹

Série 1 0,8165 \$

Série 2 0,6045 \$²

Série 3 0,538 \$

Série 4 0,4445 \$²

Série 5 0,56575 \$³

Série 6 0,50925 \$^{2,4}

Série 7 1,00 \$

Série 9 1,0625 \$

Série 11 0,95 \$

Série 13 1,375 \$⁵

Série 15 1,3292 \$⁶

1 Le dividende annuel est fondé sur le taux variable ou fixe trimestriel qui s'applique en date du 15 février 2017.

2 Le taux trimestriel variable est ajusté chaque trimestre. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus d'information.

3 Le taux de dividende sur les actions privilégiées de série 5 a été modifié en février 2016.

4 Les actions privilégiées de série 6 ont été émises en février 2016.

5 Les actions privilégiées de série 13 ont été émises en avril 2016.

6 Les actions privilégiées de série 15 ont été émises en novembre 2016.

Dividendes en trésorerie versés

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015	2014
Actions ordinaires	1 436	1 446	1 345
Actions privilégiées	100	92	94

PERSPECTIVES

Résultat

Nous nous attendons à ce que notre résultat de 2017, exclusion faite des postes particuliers, soit supérieur à celui de 2016, en raison principalement des éléments suivants :

- l'apport pour un exercice complet de Columbia, y compris les nouveaux actifs qui seront mis en service vers la fin de 2017;
- l'exploitation sur un exercice complet de Topolobampo et de Mazatlán, au Mexique;
- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- la hausse de la quote-part du bénéfice attendu de Bruce Power associée à la réduction des travaux d'entretien prévus;
- le résultat attendu de nouveaux raccordements de pipelines de liquides et de la mise en service des projets Northern Courier et Grand Rapids;
- l'incidence sur un exercice complet du règlement d'ANR.

Ces éléments étant neutralisés en partie par :

- la diminution du résultat d'exploitation par suite de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis au premier semestre de 2017.

De plus, sur une base par action, l'incidence pour un exercice complet des émissions d'actions de 2016 devrait avoir un effet partiellement dilutif sur le résultat de 2017.

Gazoducs

Les décisions de réglementation, et le moment où elles sont rendues, ont surtout une incidence sur le résultat des secteurs des gazoducs. Le résultat subit aussi les effets de la conjoncture, laquelle a une incidence sur la demande et sur les tarifs obtenus pour nos services.

Le résultat tiré des gazoducs au Canada en 2017 devrait être plus élevé qu'en 2016 en raison de la croissance du réseau de NGTL qui se poursuit à mesure que nous continuons d'investir dans le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement gazier sur les marchés du nord-est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta et que nous répondons à la demande croissante des marchés intrabassins et d'exportation.

Le résultat tiré des gazoducs aux États-Unis en 2017 devrait être supérieur à celui de 2016 par suite de l'accroissement du bénéfice tiré des actifs de Columbia sur un exercice complet, du règlement d'ANR en 2016 et des nouveaux contrats à long terme associés aux projets Leach XPress et Rayne XPress.

Le résultat découlant de nos gazoducs au Mexique devrait être supérieur en 2017 en raison de l'ajout, en 2016, des actifs des gazoducs de Topolobampo et de Mazatlán et des fonds utilisés pendant la construction liés à notre participation dans le projet de gazoduc de Sur de Texas.

Pipelines de liquides

Le résultat des activités liées aux pipelines de liquides est principalement attribuable à la capacité pipelinière visée par des contrats à long terme. La capacité non liée à des contrats est offerte sur le marché, ce qui permet de dégager un résultat supplémentaire.

Le résultat des pipelines de liquides en 2017 devrait être légèrement supérieur à celui de 2016, car les raccordements à d'autres pipelines ainsi que les projets Northern Courier et Grand Rapids seront progressivement mis en service.

Énergie

Le résultat du secteur de l'énergie est généralement maximisé grâce au maintien et à l'optimisation de l'exploitation de nos centrales électriques et de diverses activités de commercialisation. La monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis fera en sorte que la majeure partie de la production résiduelle de ce secteur sera vendue au moyen de contrats à long terme.

Dans l'ensemble, nous prévoyons que le résultat du secteur de l'énergie en 2017 sera inférieur à celui de 2016 à cause de la monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis. Le résultat des installations énergétiques du Canada devrait être plus élevé en 2017 par suite de l'augmentation de la quote-part du bénéfice de Bruce Power découlant de la diminution des activités d'entretien prévues.

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

Nous prévoyons consacrer environ 9 milliards de dollars en 2017 à des projets d'investissement nouveaux ou en cours. On compte parmi les dépenses d'investissement des dépenses en immobilisations afférentes aux projets de croissance, des activités de maintien et des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Le programme de dépenses d'investissement de 2017 concerne principalement les projets de gazoducs, notamment ceux de Columbia, les expansions du réseau de NGTL, Sur de Texas, ANR, le réseau principal au Canada, Tula et Villa de Reyes; les projets de pipelines de liquides, dont Grand Rapids, Northern Courier et White Spruce; et les projets énergétiques, incluant Bruce Power et de Napanee.

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, 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 (80 400 km ou 50 000 milles);
- gazoducs détenus partiellement (11 100 km ou 6 900 milles).

En plus de nos gazoducs interétatiques, nous détenons en outre aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 535 milliards de pieds cubes (« Gpi³ »), 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 les services intermédiaires de Columbia, 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, 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

- Acquisition de Columbia : Le 1^{er} juillet 2016, nous avons fait l'acquisition de Columbia pour 10,3 milliards de dollars US en trésorerie, créant ainsi l'une des plus grandes entreprises de transport et de stockage de gaz naturel réglementées en Amérique du Nord.
- Obtention des projets de gazoducs Sur de Texas et Villa de Reyes au Mexique : Sur de Texas est un gazoduc de 2,1 milliards de dollars US, dont la mise en service est prévue pour la fin de 2018; Villa de Reyes est un gazoduc de 0,6 milliard de dollars US, dont la mise en service devrait avoir lieu au début de 2018.
- Approbation, par le gouvernement du Canada, de notre demande visant de nouvelles installations d'une valeur de 1,3 milliard de dollars pour le réseau de NGTL en 2017 : comprend cinq pipelines en boucle et deux postes de compression.
- Règlement du dossier tarifaire d'ANR en vertu de l'article 4 : la FERC a approuvé un règlement non contentieux qui a résolu toutes les questions portant sur le dossier tarifaire en vertu de l'article 4 déposé par ANR.
- Projet Saddle West de NGTL : Le projet d'expansion garanti sur le plan commercial d'une valeur de 0,6 milliard de dollars vise à combiner des pipelines en boucle et cinq postes de compression à des emplacements existants, projet qui doit recevoir l'approbation des organismes de réglementation et dont la mise en service est prévue pour 2019.

LES ROUAGES DU 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 34 présente notre vaste réseau de gazoducs en Amérique du Nord qui relie les principales sources d'approvisionnement et les principaux marchés. Les réseaux de gazoducs importants au Canada et aux États-Unis comptent pour environ 85 % des canalisations détenues et exploitées totales de notre vaste réseau.

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 pipelinrières requises sur le réseau de NGTL grâce aux deux zones d'approvisionnement ainsi qu'à la demande croissante pour des services de transport garanti dans le marché des sables bitumineux. 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 prend également de l'expansion pour acheminer l'approvisionnement supplémentaire plus près de ces 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 de Marcellus et d'Utica. 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, les 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.

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 est en cours de transformation et d'expansion pour qu'il puisse 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 : En plus des cinq grands réseaux de gazoducs au Canada et aux États-Unis ci-dessus, la société a aussi, au Mexique, un réseau grandissant de gazoducs en service jumelé à un vaste portefeuille de projets en cours de construction, notamment deux projets de gazoducs côtiers, soit Tula et Villa de Reyes qui, ensemble, sont composés de 720 km (445 milles) de canalisations de 16, 24 et 36 pouces en plus du projet Sur de Texas, qui est un gazoduc extracôtier de 800 km (497 milles) de 42 pouces de diamètre. Nous détenons une participation de 60 % dans 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 recouverts 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 d'installations 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 principales régions d'approvisionnement 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. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier d'un accès aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Notre opinion est conforme à celle de tiers indépendants, notamment au rapport publié par l'Energy Information Administration (« EIA ») des États-Unis sur les perspectives annuelles du secteur de l'énergie pour 2017 et à celui sur les perspectives du secteur de l'énergie à l'échelle internationale pour 2016. Selon ces rapports, la demande de gaz en Amérique du Nord pour 2016 a été d'environ 90 Gpi³/j. En outre, avec la croissance des marchés intérieurs et surtout en raison de l'ajout des marchés des GNL, l'EIA s'attend à ce que la demande atteigne environ 100 Gpi³/j d'ici 2020.

Cet accroissement de la demande de gaz naturel, jumelé au taux de déclin annuel de la production de gaz naturel, qui est de 15 % à 20 %, suggère qu'une production supplémentaire annuelle pouvant aller jusqu'à 25 Gpi³/j sera nécessaire pour répondre à la demande actuelle et prévue. Cette nouvelle production procure des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières qui cherchent à construire de nouvelles installations pour raccorder l'approvisionnement supplémentaire ou de favoriser 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 dont la construction n'a pas été amorcée puissent être reportés en raison du faible prix du pétrole;
- les exportations vers le Mexique destinées à alimenter de nouvelles 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 nouveaux terminaux d'exportation de GNL proposés le long de la côte Ouest du Canada et sur la côte américaine du golfe du Mexique. 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 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. La baisse des prix a élargi la part de marché du gaz au détriment du charbon pour l'alimentation des marchés de la production d'électricité. Nous continuons d'observer des niveaux records de gaz naturel consommé comme source de combustible pour la production d'électricité. De plus, aux États-Unis, le niveau des exportations de GNL poursuit sa croissance, en particulier dans la région du golfe du Mexique.

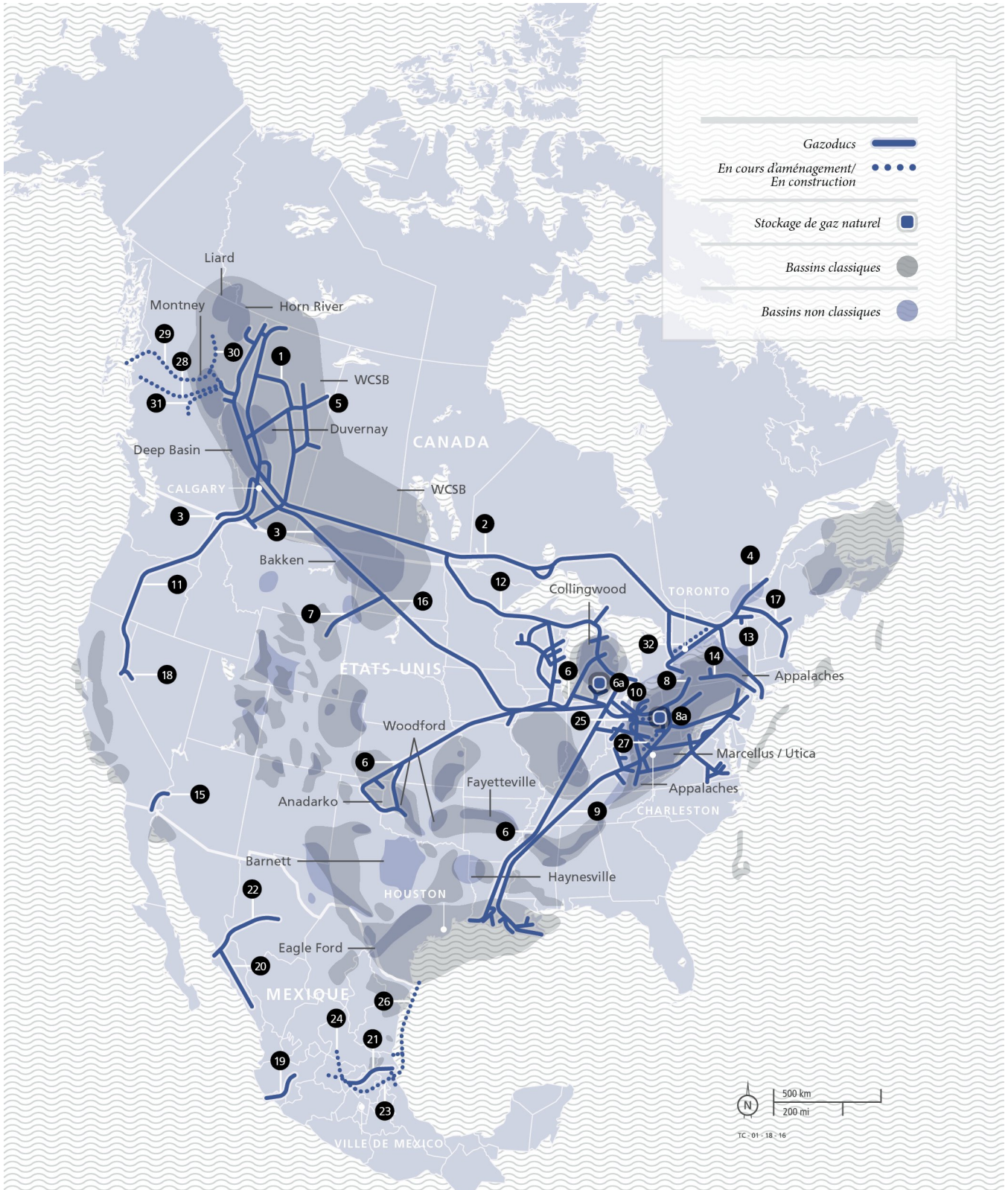
Concurrence accrue

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 présence récente dans la région des Appalaches en plein essor, nous sommes bien placés pour soutenir la concurrence. À l'exemple des autres pipelines, nous avons évalué d'autres occasions pour restructurer les droits et les services proposés, et nous continuons 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.

En 2017, nous mettrons surtout l'accent sur la réalisation en cours de notre important programme d'investissement qui comprend l'expansion des réseaux de NGTL et de Columbia et la poursuite de plusieurs nouveaux projets pipeliniers au Mexique. Notre programme d'investissement à court terme de plus de 16 milliards de dollars dans des projets, exclusion faite de North Montney, donnera lieu à la progression constante des projets devant être mis en service au cours des prochaines années. Notre but est de faire en sorte que tous nos projets soient mis 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 personne touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.



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 24 012 km (14 920 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 14 125 km (8 777 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 %
Gazoducs aux États-Unis			
6	ANR 15 109 km (9 388 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel des bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest et au sud, vers le 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 26,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	26,8 %
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 % ¹
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 % ¹
8b	Midstream** 295 km (185 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 % dans Pennant Midstream.	100 % ¹
9	Columbia Gulf 5 377 km (3 341 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel aux clients reliés au système et aux pipelines raccordés desservant les marchés du Midwest et du sud-est des États-Unis.	100 % ¹
10	Crossroads 325 km (202 milles)	Gazoduc interétatique en exploitation en Indiana et dans l'Ohio, raccordé à plusieurs autres pipelines	100 % ¹
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 26,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	26,8 %
12	Great Lakes 3 404 km (2 115 milles)	Réseau gazier qui est relié au réseau principal au Canada près d'Emerson, au Manitoba, et 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 66 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 26,8 % dans TC PipeLines, LP.	66 %

	Longueur	Description	Participation effective
13 Iroquois	669 km (416 milles)	Réseau qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du nord-est des États-Unis.	50 %
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 % ¹
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 26,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	26,8 %
16 Northern Border	2 272 km (1 412 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel du BSOC et des Rocheuses à destination des marchés du Midwest américain et se raccorde à Foothills et à Bison. Nous détenons une participation effective de 13,4 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 26,8 % dans TC PipeLines, LP.	13,4 %
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 25,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 11,8 % et de notre participation de 26,8 % dans TC PipeLines, LP. Avant le 1 ^{er} janvier 2016, notre participation directe était de 61,7 %.	25,2 %
Gazoducs aux États-Unis			
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 26,8 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	26,8 %
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	413 km (257 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	359 km (223 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	530 km (329 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			
23 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 %
24 Villa de Reyes	420 km* (261 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel depuis Tula, dans l'État de Hidalgo, à Villa de Reyes et à San Luis Potosí. Il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula.	100 %
Installations du réseau de NGTL pour 2016-2017**	540 km* (336 milles)	Programme d'expansion composé de 21 projets intégrés de conduites et de postes de compression et de comptage pour répondre aux demandes de service garanti supplémentaires reçues en 2014 sur le réseau de NGTL. Les travaux d'expansion devraient s'achever entre 2016 et 2018.	100 %
Gibraltar**	42 km* (26 milles)	Projet de Midstream conçu pour transporter du gaz de schiste des gisements de Marcellus et d'Utica vers les installations de Columbia Gas et le projet de gazoduc Leach XPress.	100 % ¹
25 Leach XPress	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.	100 % ¹
Rayne XPress**		Projet de Columbia Gulf visant le transport de la production en provenance d'un raccordement avec le projet de gazoduc Leach XPress et l'établissement d'un autre raccordement vers les marchés situés le long du réseau et sur la côte du golfe du Mexique.	100 % ¹

	Longueur	Description	Participation effective
Accès à Cameron**	55 km* (34 milles)	Gazoduc de Columbia Gulf qui achemine 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 % ¹
Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction			
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 %
27 Mountaineer XPress	275 km* (171 milles)	Projet de TCO 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.	100 % ¹
Installations du réseau de NGTL pour 2018**	88 km* (55 milles)	Programme d'expansion composé de multiples projets de pipelines de 20 à 48 pouces de diamètre, d'un nouveau poste de compression et de multiples postes de comptage pour répondre aux demandes de service garanti supplémentaires reçues en 2015 sur le réseau de NGTL. Les travaux devraient s'achever d'ici 2020.	100 %
Expansion Saddle West du réseau de NGTL**	29 km* (18 milles)	Programme d'expansion regroupant plusieurs projets, notamment un axe principal en boucle, l'ajout de cinq compresseurs aux postes existants et de nouvelles installations de comptage.	100 %
Gulf XPress**		Projet de Columbia Gulf de raccordement au projet de gazoduc Mountaineer XPress pour desservir les marchés situés le long du tracé des gazoducs et de la côte du golfe du Mexique.	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 %
En cours d'aménagement			
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 Projet de transport de gaz de Prince Rupert	900 km* (559 milles)	Gazoduc reliant la zone productrice de North Montney à partir d'un point de raccordement prévu au réseau de NGTL près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, jusqu'à l'installation d'exportation de GNL proposée de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique, non loin de Prince Rupert, en Colombie-Britannique.	100 %
30 North Montney	301 km* (187 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice de North Montney et qui se raccorde au réseau principal existant de NGTL à Groundbirch et au projet proposé de transport de gaz de Prince Rupert.	100 %
31 Canalisations principales 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 %
32 Réseau principal de l'Est	279 km* (173 milles)	Installations pipelinières et postes de compression seront ajoutés dans le triangle de l'Est du réseau principal au Canada pour répondre aux besoins des expéditeurs actuels ainsi qu'aux nouvelles exigences de service garanti à la suite de la conversion de tronçons du réseau principal pour faciliter le projet Énergie Est.	100 %

¹ La participation effective se rapportant aux actifs de Columbia est fonction de la clôture prévue, au premier trimestre de 2017, de l'acquisition des parts ordinaires détenues par le public et en circulation de CPPL.

* La longueur de la canalisation est estimative puisque le tracé définitif est en cours de conception.

** Les installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DU SECTEUR DES GAZODUCS AU CANADA

Le secteur du gaz naturel au Canada est assujéti 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. 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 entame la deuxième année d'une convention de règlement de deux ans comportant des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration fixes selon laquelle les écarts sont répartis, en fonction de leur montant, entre les expéditeurs et l'exploitant. Dans le cas du réseau principal, une convention de règlement de cinq ans à droits fixes est en vigueur, ainsi qu'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

Le 6 octobre 2016, l'ONÉ a recommandé au gouvernement l'approbation du 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'ONÉ a autorisé NGTL à continuer d'employer sa méthode des droits intégraux actuelle pour ce nouveau projet.

Le 31 octobre 2016, le gouvernement du Canada a approuvé notre demande visant de nouvelles installations d'une valeur de 1,3 milliard de dollars pour le réseau de NGTL en 2017, qui sont une composante importante du programme d'installations de 2016 et 2017. Ce programme d'expansion de NGTL comprend cinq pipelines en boucle d'un diamètre allant de 24 pouces à 48 pouces et d'une longueur d'environ 230 km (143 milles), ainsi que l'ajout de deux postes de compression d'environ 46,5 MW (62 360 HP).

Le 7 décembre 2016, nous avons annoncé l'expansion Saddle West du réseau de NGTL. Le projet, d'une valeur de 0,6 milliard de dollars, vise à accroître la capacité de transport de gaz naturel dans la partie nord-ouest du réseau. Il comprendra un pipeline en boucle de 29 km (18 milles) d'un diamètre de 36 pouces sur les canalisations principales, l'ajout de cinq compresseurs aux postes existants et de nouvelles installations de comptage. Le projet est appuyé par des contrats de service garanti supplémentaires et devrait être mis en service en 2019.

NGTL dispose actuellement d'un programme d'investissement à court terme de 3,7 milliards de dollars, qui devrait être achevé en 2020, dont l'expansion Saddle West, mais exclut les projets de gazoducs de North Montney (1,7 milliard de dollars) et de Merrick (1,9 milliard de dollars). En 2016, nous avons mis en service des installations d'une valeur d'environ 0,5 milliard de dollars. À l'heure actuelle, nous avons obtenu l'approbation réglementaire visant des installations d'une valeur de 2,0 milliards de dollars et prévoyons mettre de nouvelles installations en service en 2017 d'une valeur de 1,6 milliard de dollars.

North Montney

Le 9 décembre 2016, le gouvernement canadien a approuvé le report d'un an de la disposition de temporisation relativement au certificat d'utilité publique du projet North Montney, soit jusqu'au 10 juin 2017. La prorogation demeure soumise à la condition que la construction ne commence pas avant la prise d'une décision d'investissement finale positive à l'égard du projet de Pacific NorthWest LNG (« PNW LNG »). NGTL continue de collaborer avec ses clients et parties prenantes afin d'être prête à commencer la construction des installations de North Montney, d'une valeur de 1,7 milliard de dollars. Cependant, la date de mise en service ne sera arrêtée que lorsque la décision d'investissement finale aura été prise.

Réseau principal au Canada – installations Kings North et station 130

Au quatrième trimestre de 2016, nous avons mis en service le pipeline de raccordement Kings North, d'une valeur approximative de 310 millions de dollars, et le poste de compression de quelque 75 millions de dollars qui a été ajouté à la station 130 du réseau principal au Canada. Ces deux projets s'inscrivent dans l'optique du règlement visant le réseau principal pour 2015-2020 en vigueur que nous avons conclu avec nos expéditeurs. Ce règlement donne à ces derniers la possibilité d'accéder à des sources d'approvisionnement de remplacement lorsqu'ils concluent des contrats de services de transport à courte distance supplémentaires dans le triangle de l'Est du réseau principal au Canada.

Réseau principal au Canada – projet de réseau principal de l'Est

Ce projet de 2 milliards de dollars porte sur de nouvelles installations gazières qui seront requises dans le sud-est de l'Ontario dans le cadre du projet Énergie Est; celui-ci suppose en effet la conversion d'une partie du réseau principal au Canada, qui transporte actuellement du gaz naturel, afin qu'elle transporte du pétrole brut. Le projet de réseau principal de l'Est est conditionnel à l'approbation et à la construction de l'oléoduc Énergie Est. Se reporter à la rubrique « Pipelines de liquides » pour en savoir plus sur Énergie Est.

Réseau principal au Canada – autres agrandissements

En plus du projet de réseau principal de l'Est, des investissements sont prévus en 2017 dans de nouvelles installations situées dans la partie du triangle de l'Est du réseau principal au Canada. Compte tenu de la boucle Vaughan qui devrait être mise en service en novembre 2017, nous devons consentir des investissements additionnels d'environ 300 millions de dollars afin de respecter les ententes contractuelles conclues avec des expéditeurs.

Projets de gazoducs de GNL

Projet de transport de gaz de Prince Rupert

Le 27 septembre 2016, PNW LNG a reçu un certificat environnemental du gouvernement du Canada à l'endroit de la construction d'une usine de traitement des GNL, à Prince Rupert, en Colombie-Britannique. PNW LNG a déclaré qu'elle effectuerait un examen complet du projet au cours des prochains mois avant d'annoncer les étapes suivantes du projet. Les principales approbations ayant été obtenues, la construction du projet devrait être entreprise dès que PNW LNG en donnera l'instruction. La mise en service du projet sera harmonisée avec celle de l'installation de liquéfaction de PNW LNG.

Le 21 décembre 2016, PNW LNG a reçu un permis d'exportation de GNL délivré par l'ONÉ, dont la durée passe de 25 à 40 ans.

Nous poursuivons notre engagement à l'égard des groupes autochtones et avons signé des ententes de projet avec 14 groupes des Premières Nations situés le long de l'emprise du pipeline. Les ententes de projet décrivent les avantages financiers et autres auxquels ont droit chacun des groupes des Premières Nations ainsi que les engagements pris à leur égard tant que le projet est en activité.

Le projet TGPR est un gazoduc s'étendant sur 900 km (559 milles) qui transporte du gaz naturel de la zone productrice de North Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Fort St. John, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées de GNL, près de Prince Rupert, également en Colombie-Britannique. En cas d'abandon du projet, nos coûts de projet (y compris les frais financiers) sont entièrement récupérables.

Coastal Gaslink

Le 11 juillet 2016, les participants à la coentreprise avec LNG Canada ont annoncé qu'ils reportaient la décision d'investissement finale concernant le projet d'installations de gaz naturel liquéfié près de Kitimat, en Colombie-Britannique. Aucune date future n'a été arrêtée pour la décision d'investissement finale. Nous nous affairons avec LNG Canada à l'établissement d'un échéancier approprié pour l'aménagement et les travaux du gazoduc Coastal GasLink dans des délais raisonnables.

Nous poursuivons nos efforts de mobilisation auprès des groupes autochtones le long de l'emprise du pipeline et nous avons conclu des ententes de projet à long terme avec 17 groupes des Premières Nations. Nous prévoyons continuer les discussions avec les autres Premières Nations qui n'ont pas signé d'entente de projet.

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 par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015	2014
Réseau de NGTL	998	920	844
Réseau principal au Canada	1 137	1 216	1 320
Autres gazoducs au Canada ¹	118	133	122
Expansion des affaires	(7)	(11)	(11)
BAIIA comparable	2 246	2 258	2 275
Amortissement	(873)	(845)	(821)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	1 373	1 413	1 454

¹ Ces données comprennent les résultats de Foothills, la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM, Ventures LP 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 40 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, et ils avaient reculé de 41 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014.

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 recouverts par le truchement des produits au moyen des coûts transférés.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015	2014
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	318	269	241
Réseau principal au Canada	208	213	300
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	7 451	6 698	6 236
Réseau principal au Canada	4 441	4 784	5 690

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 49 millions de dollars en 2016 par rapport à celui de 2015, principalement 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. En 2015, le bénéfice net avait progressé de 28 millions de dollars par rapport à 2014 grâce à une base d'investissement moyenne plus élevée et aux pertes incitatives au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réalisées en 2014. Le règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017, d'une durée de deux ans, prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 % et comprend un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables. 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 fondé sur la progression des coûts réels de 2014. Le règlement de 2013-2014 de NGTL prévoyait un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et comprenait un montant annuel fixe pour les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, et tout écart entre le montant réel et fixe des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration nous revenait.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a 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. Le bénéfice net avait été inférieur de 87 millions de dollars en 2015 par rapport à celui de 2014 en raison d'une baisse du RCA approuvé sur une base d'investissement moyenne moins élevée, de la baisse des revenus incitatifs et d'une contribution de 20 millions de dollars après les impôts de notre part, conformément aux dispositions de la décision de 2014 de l'ONÉ, décrite plus bas. La diminution de la base d'investissement moyenne en 2016 et en 2015 était essentiellement attribuable à l'amortissement et à l'inclusion de l'excédent des produits nets de 2015 et de 2014 et des reports associés aux droits fixes prévus par le règlement sur la base d'investissement.

En 2016 et en 2015, le réseau principal au Canada a commencé à être exploité aux termes de la décision de 2014 de l'ONÉ qui a été autorisée par l'ONÉ en 2014 et qui remplace la décision de 2013. La décision de 2014 de l'ONÉ prévoit un RCA approuvé de 10,1 %, avec une fourchette de résultats possibles en termes de RCA atteint de 8,7 % à 11,5 %. Cette décision prévoit également un mécanisme incitatif assorti d'un potentiel favorable et d'un risque défavorable et 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 six ans.

En 2014, le réseau principal au Canada était exploité en vertu de la décision de 2013 de l'ONÉ qui prévoyait un RCA approuvé de 11,5 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et un mécanisme incitatif fondé sur le total des produits nets.

Les charges d'expansion des affaires ont diminué de 4 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015, avant tout en raison de la réduction des activités d'expansion des affaires.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 28 millions de dollars entre 2015 et 2016 et de 24 millions de dollars entre 2014 et 2015, principalement en raison des nouvelles installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2016 et en 2015.

PERSPECTIVES

Résultat

Le bénéfice net tiré des gazoducs à tarifs réglementés 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 2017, le résultat des gazoducs au Canada devrait être supérieur à celui de 2016 grâce à 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 étendons la portion Nord-Ouest en réponse à la croissance constante de la demande du marché. Cela aura un effet positif sur le résultat du réseau de NGTL en 2017. Les modalités du règlement sur les besoins en produits pour 2016-2017 prévoyaient le maintien du RCA et des taux d'amortissement approuvés de 2015 et 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 à titre de coûts transférables.

En 2017, le réseau principal au Canada sera encore exploité aux termes de la décision de 2014 de l'ONÉ. Nous prévoyons que le résultat du réseau principal au Canada pour 2017 sera légèrement inférieur à celui de 2016 en raison du repli de la base d'investissement.

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 pipelines 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 1,5 milliard de dollars en 2016 pour nos gazoducs au Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 2,1 milliards de dollars en 2017 et qu'elles viseront plus particulièrement les projets d'expansion du réseau de NGTL, les projets visant la capacité du réseau principal au Canada et les investissements de maintien.

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DU 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 peut 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 droits pour toutes les parties et ils peuvent inciter les exploitants de gazoducs à réduire leurs coûts.

Société en commandite cotée en bourse de TransCanada

Nous détenons, par l'intermédiaire de filiales, une participation effective de 26,8 % 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 GTN, Northern Border, Bison, Great Lakes, North Baja, Tuscarora et le réseau de gazoducs de 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 35.

FAITS MARQUANTS

Projets d'investissement de Columbia

L'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, comprenait un programme de dépenses d'investissement visant le réseau de Columbia dans l'optique d'une mise en service des nouvelles installations de 2016 à 2018 inclusivement ainsi que des programmes de modernisation des actifs existants qui seront menés à bien d'ici 2020. Cet important programme d'investissement de croissance, exclusion faite des portions menées à terme en 2016, vise nos activités réglementées relatives aux pipelines à hauteur de 6,8 milliards de dollars US et nos activités intermédiaires à hauteur de 0,3 milliard de dollars US. Les coûts de projet estimatifs ne tiennent pas compte de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction. Les paragraphes suivants présentent les principaux projets d'investissement visant ces nouveaux actifs qui font maintenant partie de l'ensemble de notre empreinte de gazoducs aux États-Unis.

Leach XPress

Le projet Leach XPress de Columbia Gas vise le transport d'environ 1,5 Gpi³/j du gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach XPress et Columbia Gulf. Le projet comprend 219 km (136 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 39 km (24 milles) de canalisations en boucle de 36 pouces, 3 km (2 milles) de nouvelles canalisations de 30 pouces, un nouveau poste de compression de 82,8 MW (111 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 24,6 MW (33 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 1,4 milliard de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2017. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en juin 2015. Le 19 janvier 2017, la FERC a rendu une ordonnance approuvant la construction des installations. L'étude d'impact environnemental (« EIE ») définitive a été reçue le 1^{er} septembre 2016. Nous prévoyons commencer la préparation de l'emprise et les travaux de construction en février 2017 après avoir obtenu les autres approbations réglementaires, la date prévue de mise en service étant le 1^{er} novembre 2017.

Rayne XPress

Le projet Rayne XPress de Columbia Gulf a pour but de transporter environ 1,1 Gpi³/j de la production provenant du sud-ouest des gisements de Marcellus et d'Utica associée à l'expansion du projet Leach XPress et à raccorder le réseau de l'est du Texas à divers points de livraison de Columbia Gulf et le long de la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend la modification des postes de compression bidirectionnels se trouvant le long du réseau de Columbia Gulf, un nouveau poste de compression de 38,8 MW (52 000 HP), le remplacement d'un poste de compression de 20,1 MW (27 000 HP) et le remplacement de 6 km (4 milles) de canalisations de 30 pouces. Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,4 milliard de dollars US, entrera en service le 1^{er} novembre 2017. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en juillet 2015. Le 19 janvier 2017, la FERC a rendu une ordonnance approuvant la construction des installations. L'EIE définitive a été reçue le 1^{er} septembre 2016. Nous prévoyons commencer la préparation de l'emprise et les travaux de construction en février 2017 après avoir obtenu les autres approbations réglementaires, la date prévue de mise en service étant le 1^{er} novembre 2017.

Mountaineer XPress

Le projet Mountaineer XPress de Columbia Gas vise le transport d'environ 2,7 Gpi³/j du gaz provenant des formations de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du gazoduc et au point de raccordement entre le projet Leach XPress et Columbia Gulf. Le projet comprend 264 km (164 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 10 km (6 milles) de canalisations latérales de 24 pouces, le remplacement de 0,6 km (0,4 mille) de canalisations de 30 pouces, un nouveau poste de compression de 114,1 MW (153 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 55,9 MW (75 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 2,0 milliards de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en avril 2016.

Gulf XPress

Le projet Gulf XPress de Columbia Gulf vise le transport d'environ 0,9 Gpi³/j de la production provenant de l'expansion du projet Mountaineer XPress vers divers points de livraison de Columbia Gulf et le long de la côte du golfe du Mexique. Le projet comprend l'ajout de sept postes de compression médians le long du réseau de Columbia Gulf totalisant une capacité de 182,7 MW (254 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,6 milliard de dollars US, entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en avril 2016.

Projet d'accès à Cameron

Le projet d'accès à Cameron de Columbia Gulf vise le transport d'environ 0,8 Gpi³/j de l'offre de gaz vers le terminal d'exportation de GNL situé à Cameron, en Louisiane. Le projet comprend 44 km (27 milles) de nouvelles canalisations de 36 pouces, 11 km (7 milles) de canalisations en boucle de 30 pouces et un nouveau poste de compression de 9,7 MW (13 000 HP). Nous prévoyons que le projet, qui représente un investissement estimatif de 0,3 milliard de dollars US, entrera en service au premier trimestre de 2018. Le certificat délivré par la FERC a été reçu en septembre 2015.

WB XPress

Le projet WB XPress de Columbia Gas vise le transport d'environ 1,3 Gpi³/j de l'offre de gaz de Marcellus en direction ouest (0,8 Gpi³/j) vers la côte du golfe du Mexique au moyen d'un raccordement au gazoduc du Tennessee, et en direction est (0,5 Gpi³/j) vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique. Le projet comprend la construction de 47 km (29 milles) de gazoducs de divers diamètres, 338 km (210 milles) de gazoducs existants dont la pression de fonctionnement maximale doit être rétablie ou améliorée, un nouveau poste de compression de 29,8 MW (40 000 HP) et la modernisation d'un poste de compression existant de 99,9 MW (134 000 HP). Ce projet représente un investissement estimatif de 0,8 milliard de dollars US. Nous prévoyons que le tronçon est-ouest entrera en service au début du deuxième trimestre de 2018 et que le tronçon ouest-est

entrera en service au quatrième trimestre de 2018. Une demande 7(C) a été soumise à la FERC en décembre 2015 pour les deux tronçons.

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 a été approuvé pour un montant maximal de 0,6 milliard de dollars US consacré à des travaux, dont une tranche d'environ 0,2 milliard de dollars US doit être 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 en 2020. Selon les modalités de la convention, les installations mises en service avant le 31 octobre perçoivent des produits à compter du 1^{er} février de l'année suivante.

Midstream – Projet de gazoduc Gibraltar

Nous prévoyons mener à terme l'investissement de 0,3 milliard de dollars US pour construire en plusieurs phases un collecteur pipelinier de gaz sec d'une capacité d'environ 1 000 térajoules par jour (« TJ/j ») dans le sud-ouest de la Pennsylvanie d'ici la fin de 2017. La première phase a été achevée en décembre 2016.

Règlements de dossiers tarifaires

ANR a conclu un règlement avec ses expéditeurs, qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016, et a reçu l'approbation de la FERC le 16 décembre 2016. Selon le règlement, les tarifs de réservation de capacité de transport augmenteront de 34,8 %, et les tarifs de stockage resteront inchangés pour les contrats d'une durée de un an à trois ans, mais ils s'élèveront légèrement pour les contrats de moins de un an et diminueront légèrement pour les contrats de plus de trois ans. Le règlement comprend une clause interdisant toute nouvelle indexation des tarifs jusqu'au 1^{er} août 2019. Après cette date, ANR pourra déposer une demande de révision de tarifs si elle a consacré plus de 0,8 milliard de dollars US aux entrées d'immobilisations, mais l'entrée en vigueur des éventuels nouveaux tarifs devra être fixée au plus tard au 1^{er} août 2022.

En plus du règlement du dossier tarifaire d'ANR, nous avons reçu l'approbation de la FERC à l'égard de règlements avec nos expéditeurs pour les gazoducs Iroquois, Tuscarora et ceux de Columbia Gulf.

Acquisition de CPPL

Le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une convention et d'un plan de fusion aux termes desquels notre filiale en propriété exclusive, Columbia Pipeline Group, Inc., a convenu d'acquérir, contre trésorerie, la totalité des parts ordinaires de CPPL détenues par le public et en circulation au prix de 17,00 \$ US la part ordinaire pour une valeur globale d'environ 915 millions de dollars US. La clôture de la transaction devrait avoir lieu au premier trimestre de 2017.

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 par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification. Par ailleurs, les résultats de Columbia sont intégrés depuis la date de l'acquisition, le 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia n'ont pas été pris en compte dans les résultats des exercices précédents.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2016	2015	2014
Columbia Gas ¹	269	—	—
ANR	324	225	181
TC PipeLines, LP ^{2,3}	118	106	88
Great Lakes ^{3,4}	59	63	49
Midstream ¹	40	—	—
Columbia Gulf ¹	25	—	—
Autres gazoducs aux États-Unis ^{1,2,3,5}	73	85	131
Participations sans contrôle ⁶	365	292	241
Expansion des affaires	(3)	(12)	3
BAIIA comparable	1 270	759	693
Amortissement	(300)	(190)	(191)
BAII comparable	970	569	502
Incidence du change	316	162	54
BAII comparable (en dollars CA)	1 286	731	556
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(63)	—	—
Perte sur la vente de TC Offshore	(4)	(125)	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	1 219	606	556

- Nous avons réalisé l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016. Les résultats représentent notre participation effective dans ces actifs.
- 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 de 0,65 % dans Iroquois le 1^{er} mai 2016 et une autre de 4,87 %, le 31 mars 2016.
- 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 1^{er} janvier 2016, nous avons vendu une participation directe de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP, et nous continuons de détenir une participation directe de 11,8 %. Le 1^{er} avril 2015, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP. Le 1^{er} octobre 2014, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP. Le tableau ci-après présente notre participation dans TC PipeLines, LP et notre participation effective dans GTN, Bison, Great Lakes et PNGTS, par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP, pour les périodes indiquées.

	Pourcentage de participation effective aux		
	31 décembre 2016	31 décembre 2015	31 décembre 2014
TC PipeLines, LP	26,8	28,0	28,3
Participation effective par le truchement de TC PipeLines, LP :			
Bison	26,8	28,0	28,3
GTN	26,8	28,0	19,8
Great Lakes	12,5	13,0	13,1
PNGTS	13,4	—	—

- Ces données représentent notre participation directe de 53,6 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,4 %.
- Ces données incluent notre participation directe dans Iroquois, PNGTS, GTN (jusqu'au 1^{er} avril 2015) et Bison (jusqu'au 1^{er} octobre 2014), 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.
- Le BAIIA comparable découlant de la participation de TC PipeLines, LP, de PNGTS et de CPPL dans des tronçons qui ne nous appartiennent pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 613 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 et de 50 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014. Le bénéfice sectoriel de 2016 comprend une charge de 63 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia, ainsi qu'une perte supplémentaire de 4 millions de dollars avant les impôts liée à la vente de TC Offshore. Le bénéfice sectoriel de 2015 comprenait une provision pour perte de 125 millions de dollars avant les impôts (86 millions de dollars après les impôts) liée 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 BAIIA 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 1^{er} juillet 2016. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base 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 2016 est supérieur de 511 millions de dollars US à celui de 2015. Il s'agit de l'effet net découlant :

- du résultat de Columbia, à hauteur de 357 millions de dollars US, par suite de l'acquisition réalisée le 1^{er} 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 1^{er} 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;
- de la réduction des activités d'expansion des affaires.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2015 était supérieur de 66 millions de dollars US à celui de 2014. Il s'agit de l'effet net découlant :

- de la hausse des produits tirés du transport de l'axe principal sud-est du pipeline d'ANR, des ventes de produits de base connexes et du règlement conclu au premier trimestre de 2015 entre ANR et un propriétaire d'installations adjacentes pour interruption des services commerciaux d'ANR, facteurs partiellement contrebalancés par l'accroissement des dépenses relatives aux travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines d'ANR;
- de l'apport moindre des autres gazoducs aux États-Unis à la suite de la vente de nos participations dans GTN et Bison à TC PipeLines, LP en avril 2015 et en octobre 2014, respectivement. Ces dessaisissements ont accru le BAIIA comparable attribuable à TC PipeLines, LP, mais aussi les participations sans contrôle compensatoires;
- du recouvrement des sommes dues par les partenaires en 2013 en vertu de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act*.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 110 millions de dollars US en 2016 comparativement à 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire entré en vigueur le 1^{er} 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 qui pourraient avoir un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et des autres coûts, y compris l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions en matière de réglementation.

Bon nombre des gazoducs aux États-Unis font l'objet de contrats d'achat ferme à long terme qui devraient assurer un rendement financier stable et uniforme.

Nous prévoyons que le bénéfice des gazoducs aux États-Unis sera plus élevé en 2017 qu'en 2016 grâce, entre autres, au résultat d'un exercice complet de Columbia. Nous pensons aussi que les activités de Columbia seront avantagées par l'accroissement des produits découlant des projets d'expansion prévus ou récemment menés à terme de Columbia. 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 l'empreinte géographique de Columbia, qui permettront le transport de la production de gaz naturel des régions isolées de Marcellus et d'Utica vers des zones de demande.

ANR a obtenu de nouveaux contrats à long terme et le prolongement de la durée des taux de recours maximums pour des volumes importants provenant des gisements de schiste d'Utica et de Marcellus. Nous estimons que les nouveaux contrats jumelés à la convention de règlement de 2016 augmenteront la stabilité des résultats d'ANR en 2017.

Great Lakes, Northern Border et GTN ont profité de la conjoncture tout au long de 2016 qui a permis de maintenir la valeur de leurs services. Nous continuons de chercher des occasions de miser sur ce succès avec les occasions offertes par 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 1,1 milliard de dollars US en 2016 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons consacrer encore une somme d'environ 3,1 milliards de dollars US en 2017 essentiellement aux projets d'expansion de Columbia et aux dépenses d'investissement de maintien d'ANR.

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DU SECTEUR DES GAZODUCS AU MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une vaste transition, le pays passant de la consommation de pétrole à l'utilisation du gaz naturel pour sa production d'électricité. La demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place d'imposantes 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 vise la construction d'un gazoduc de 30 pouces d'une longueur de 530 km (329 milles) et d'un coût de 1,0 milliard de dollars US. Il 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 670 Mpi³/j de gaz naturel. L'achèvement de la construction a été reporté à 2017 en raison de retards dans la consultation des Autochtones par d'autres parties. Aux termes du contrat de transport, ce délai est considéré 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 vise la construction d'un gazoduc de 24 pouces qui s'étendra sur 413 km (257 milles) de El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa. Son coût estimatif est de 0,4 milliard de dollars US. Le gazoduc est soutenu par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 200 Mpi³/j de gaz naturel. La construction est terminée, et le gazoduc est en attente d'un approvisionnement en gaz naturel en provenance des gazoducs de raccordement en amont. Nous avons 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 0,6 milliard de dollars US et s'appuie sur un contrat de services de transport de gaz naturel de 25 ans visant une capacité de 886 Mpi³/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 construction est commencée dans certaines régions. Toutefois, l'achèvement de la construction a été reporté à 2018 en raison de retards dans les consultations menées auprès des Autochtones.

Villa de Reyes

Le 11 avril 2016, nous avons annoncé l'obtention du contrat pour construire, détenir et exploiter le gazoduc Villa de Reyes, au Mexique. La construction du gazoduc s'appuie sur un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 886 Mpi³/j conclu avec la CFE. Nous nous attendons à investir environ 0,6 milliard de dollars US dans la construction de canalisations d'un diamètre de 36 pouces et de 24 pouces et d'une longueur totalisant 420 km (261 milles) dont la date de mise en service est prévue au début de 2018. 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.

Sur de Texas

Le 13 juin 2016, nous avons annoncé que la coentreprise que nous avons constituée avec IEnova avait été choisie pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas, au Mexique, projet de 2,1 milliards de dollars US. Nous détiendrons une participation de 60 % dans ce projet. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 2,6 Gpi³/j conclu avec la CFE. Nous prévoyons investir environ 1,3 milliard de dollars US dans la coentreprise pour réaliser la construction du gazoduc d'un diamètre de 42 pouces et d'une longueur d'environ 800 km (497 milles) dont la mise en service est prévue pour la fin de 2018. 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 mexicain de Veracruz. Le projet acheminera du gaz naturel à nos gazoducs Tamazunchale et Tula ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région.

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 par suite de notre initiative de transformation de l'entreprise en 2015. Les résultats de 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2016	2015	2014
Tamazunchale	106	109	91
Topolobampo	81	(3)	—
Guadalajara	68	70	69
Mazatlán	5	(2)	—
Autres ^{1,2}	(4)	4	(6)
Expansion des affaires	(5)	(12)	(7)
BAIIA comparable	251	166	147
Amortissement	(33)	(34)	(28)
BAII comparable	218	132	119
Incidence du change	72	39	14
BAII comparable (en dollars CA)	290	171	133
Poste particulier :			
Gain sur la vente de Gas Pacifico/INNERGY	—	—	9
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	290	171	142

1 Les données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY, société située en Amérique du Sud. En novembre 2014, nous avons vendu notre participation dans Gas Pacifico/INNERGY.

2 Les données comprennent les frais généraux et frais d'administration liés à nos gazoducs en propriété exclusive au Mexique, ainsi que notre participation effective 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 119 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015 et de 29 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014. En 2014, le bénéfice sectoriel incluait un montant de 9 millions de dollars avant les impôts lié au gain sur la vente de Gas Pacifico/INNERGY en novembre 2014.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique est supérieur de 85 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.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique de 2015 était supérieur de 19 millions de dollars US à celui de 2014, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'accroissement du résultat du prolongement du gazoduc Tamazunchale mis en service à la fin de 2014;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires en 2015.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 1 million de dollars US en 2016 par rapport à 2015 et avait augmenté de 6 millions de dollars US en 2015 par rapport à 2014. L'augmentation de 2015 s'explique principalement par la mise en service du prolongement du gazoduc Tamazunchale en 2014.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat des gazoducs au Mexique reflète les contrats à long terme procurant des produits stables, 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.

Dans l'ensemble, le résultat de nos gazoducs au Mexique devrait augmenter en 2017 en raison de l'inclusion des résultats d'un exercice complet pour Topolobampo et Mazatlán. Nous prévoyons que la quote-part du bénéfice nous revenant sera plus élevée par le truchement de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction dégagée de notre participation de 60 % dans le projet de gazoduc Sur de Texas. Le résultat de 2017 des gazoducs Tamazunchale et Guadalajara devrait être comparable à celui de 2016 en raison de la nature des contrats à long terme conclus.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré des dépenses totalisant 0,8 milliard de dollars US en 2016 à nos projets de gazoducs au Mexique et prévoyons investir environ 1,2 milliard de dollars US en 2017, somme qui sera consacrée principalement aux projets de construction que nous avons obtenus à la fin de 2015 et au premier semestre de 2016.

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 98 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.

Approvisionnement tiré du BSOC pour les gazoducs de raccordement en aval

Le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement de nos gazoducs en aval du réseau de NGTL. Nous continuons de surveiller tous les changements dans les plans de nos clients relatifs à la production gazière et d'examiner la façon dont ces changements peuvent avoir une incidence sur nos actifs actuels et nos nouveaux calendriers de projet. Cet approvisionnement fait toutefois l'objet d'une concurrence livrée de la part de plusieurs gazoducs, à l'intérieur même du bassin. Une diminution globale de la production ou la concurrence dans la demande d'approvisionnement pourrait influencer sur le débit des gazoducs reliés au BSOC et, en conséquence, sur les produits globaux qui en sont tirés. Bien que le BSOC renferme 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.

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 pipelinaires qui recherchent des occasions d'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

À la limite, la demande de capacité pipelinière est le facteur déterminant de la vente de services de transport par gazoduc. Cette demande 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 fluctuation de la demande à cet égard pourrait influencer 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 influencer 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 influencer sur les produits 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 se répercuter sur le 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

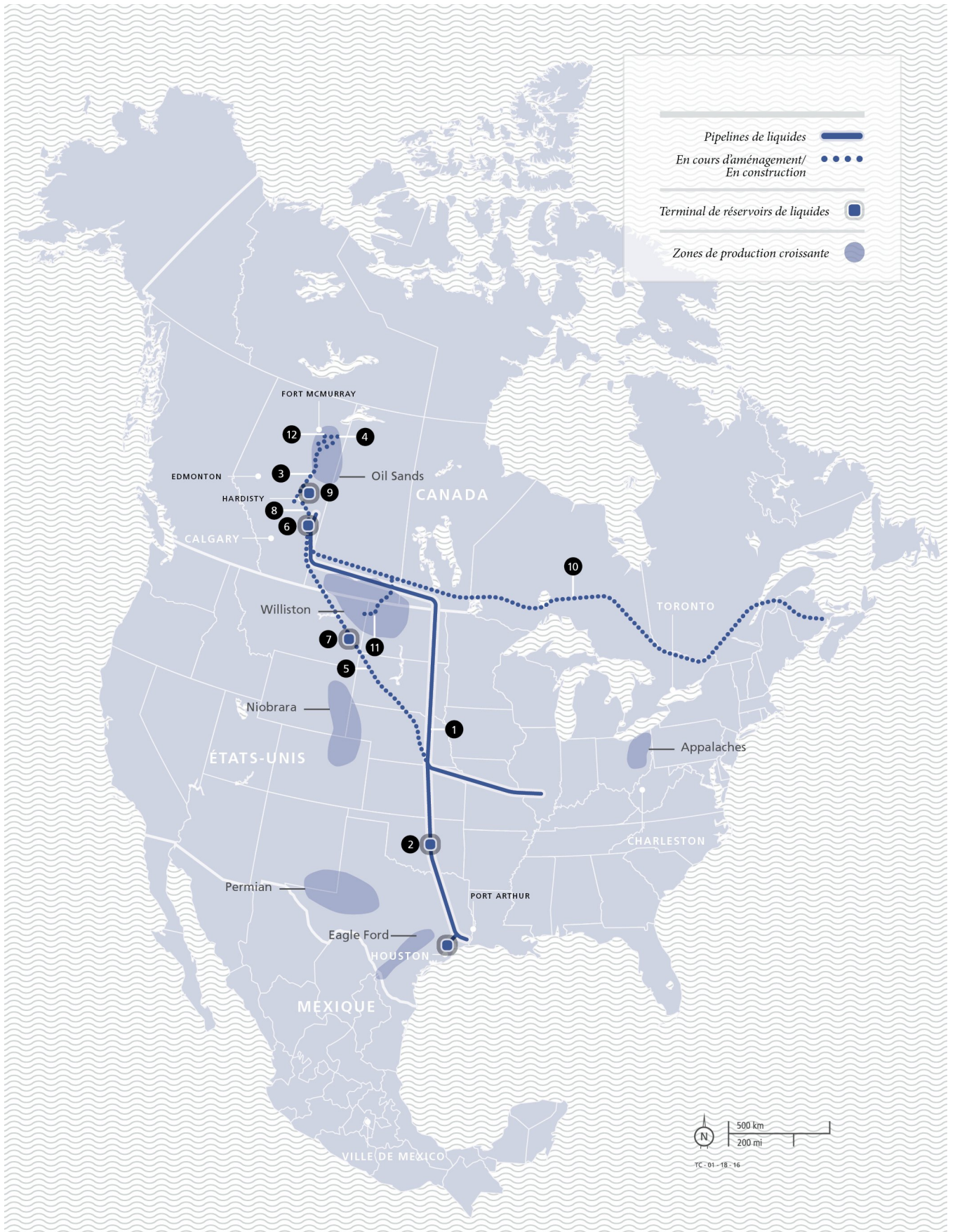
L'infrastructure actuelle de pipelines de liquides achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma et au Texas, aux États-Unis, en plus d'assurer le transport de pétrole brut des États-Unis depuis le carrefour pétrolier de Cushing, en Oklahoma, jusqu'aux marchés de raffinage de la côte américaine du golfe du Mexique. Notre futur projet d'infrastructure pipelinière permettrait également d'acheminer les sources de pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés de raffinage dans l'Est du Canada et les marchés d'exportation à l'étranger ainsi que d'élargir les marchés du pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les marchés des États-Unis. Nous pourrions 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 occasions d'acquisition dans le contexte actuel de repli des prix du pétrole brut et nous positionnons nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui pourraient se présenter lorsque le marché se redressera.
 - 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 et la commercialisation des 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

- Transport de plus de 1,4 milliard de barils de pétrole brut sur l'oléoduc Keystone depuis sa mise en service en 2010.
- Expansion de l'accès au marché de la côte américaine du golfe du Mexique par l'intermédiaire des raccordements au latéral et au terminal de Houston et au pipeline de CITGO à Sour Lake et achèvement du pipeline HoustonLink, qui fait partie de l'oléoduc Keystone.
- Dépôt d'une demande consolidée d'autorisation concernant le projet Énergie Est auprès de l'ONÉ.
- Conclusion d'une entente de transport à long terme avec un gros producteur de sables bitumineux pour le développement et la construction du pipeline White Spruce et augmentation des volumes visés par des contrats sur Grand Rapids.
- Dépôt d'une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État des États-Unis pour Keystone XL.



Nous sommes l'exploitant de tous les pipelines et de toutes les propriétés 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, et Cushing, en Oklahoma, puis à Houston et à Port Arthur, au Texas.	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 Houston et de Port Arthur, au Texas, au moyen d'installations comprises dans le réseau d'oléoducs Keystone.	100 %
En construction				
3	Grand Rapids	460 km (287 milles)	Transport de pétrole brut et de diluant 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	1 897 km (1 179 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, par l'entremise d'installations faisant partie de Keystone XL.	100 %
8	Pipeline Heartland	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 %
9	Terminaux de TC			
10	Énergie Est	4 600 km (2 850 milles)	Transport de pétrole brut venant de l'Ouest canadien vers des raffineries situées dans l'Est du Canada et vers des marchés étrangers.	100 %
11	Upland	400 km (240 milles)	Transport de pétrole brut à partir et entre de multiples points au Dakota du Nord et interconnexion avec Énergie Est à Moosomin, en Saskatchewan.	100 %
12	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut à partir du nord-est de l'Alberta vers Grand Rapids.	100 %

LES ROUAGES DU SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend 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, il offre des services auxiliaires comme le stockage à court et à long terme de liquides à des terminaux et il possède une entreprise de commercialisation des liquides afin 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. Le réseau a transporté plus de 1,4 milliard de barils de pétrole brut depuis sa mise en exploitation en 2010.

Nous vendons une capacité pipelinrière 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 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.

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. Malgré l'arrivée de nouvelles technologies qui ont rendu les véhicules plus écoénergétiques, la demande de pétrole brut et de produits qui en sont dérivés devrait, selon l'Agence internationale de l'énergie, passer d'environ 8 millions de b/j à 21 millions de b/j d'ici 2040, sous l'impulsion surtout de la croissance de l'Asie et des pays en développement.

La stratégie de l'OPEP concernant sa part de marché à la fin de 2014 a créé une situation d'offre excédentaire sur le marché mondial du pétrole brut, qui a fait baisser les prix de ce dernier. Ce contexte de faiblesse des prix a incité les producteurs à réduire considérablement leurs dépenses d'investissement, ce qui aura une incidence sur la croissance de l'offre à court et à long terme. Par suite de la récente décision des producteurs membres et non membres de l'OPEP de réduire la production, du recul normal de la production et de la croissance constante de la demande mondiale de pétrole brut, on s'attend à ce que l'offre et la demande de brut s'équilibrent à court terme. 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 pipelinrière à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes, peu importe l'offre 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 influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinrières.

Nous continuons de profiter d'un grand nombre d'occasions de croissance à court terme et de surveiller le marché afin de pouvoir procéder à des acquisitions stratégiques d'actifs. Les fluctuations des prix des produits de base font partie intégrante du cycle économique. À plus long terme, nous prévoyons que la demande mondiale de pétrole brut maintiendra sa progression et mènera à une croissance continue de la production de pétrole brut en Amérique du Nord ainsi qu'à une demande pour de nouvelles infrastructures pipelinrières. La place que nous occupons dans le secteur du transport des liquides et les occasions de croissance de ce secteur créent une plateforme importante pour saisir ces occasions futures.

Perspective de l'offre

Canada

Le Canada dispose de la troisième source d'approvisionnement en pétrole brut du monde et possède le potentiel pour devenir l'un des principaux fournisseurs mondiaux 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 2016 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 2017 à 0,9 million de b/j et à 3,3 millions de b/j pour le pétrole brut tiré des sables bitumineux, soit un total d'environ 4,2 millions de b/j. Le rapport prévoit aussi que l'offre de pétrole brut du BSOC passera à 4,9 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 2016 et intitulé *Alberta's Energy Reserves 2015 and Supply/Demand Outlook 2016-2025*, l'Alberta Energy Regulator a estimé à environ 165 milliards le nombre de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et les sables bitumineux de l'Alberta. 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 graduelle. 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'établir un lien à long terme entre leurs réserves et le marché. Le réseau d'oléoducs Keystone et les projets en cours d'aménagement tels que le projet d'oléoduc Énergie Est, sont visés par des contrats à long terme.

États-Unis

Les États-Unis font aussi partie des plus importants producteurs de pétrole du monde, leur production moyenne étant estimée à environ 8,8 millions de barils par jour en 2016 par suite de la croissance considérable de la production de pétrole léger de réservoirs étanches. L'EIA des États-Unis prévoit une production en hausse de 1,6 million de b/j aux États-Unis entre 2016 et 2025, et un sommet de 10,5 millions de b/j d'ici 2027. La production américaine devrait toutefois baisser pour s'établir à environ 8,7 millions de b/j en 2017, ce qui contribuera à équilibrer l'offre et la demande mondiale et à favoriser la remontée des prix du pétrole brut.

La plus grande partie du pétrole brut américain sur le continent provient de cinq grandes régions de production en plein essor : Williston, Eagle Ford, Niobrara, le bassin permien 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.

L'accroissement de la production de pétrole léger de réservoirs étanches a aussi contribué à la récente levée de l'interdiction imposée à l'exportation du pétrole brut du pays pendant plusieurs dizaines d'années. Notre latéral et le terminal de Houston, maintenant achevés, et les points de livraison situés à Port Arthur, au Texas, qui font partie du réseau d'oléoducs Keystone, sont bien placés pour profiter de la demande croissante du marché de l'exportation.

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 d'importations extracôtières. Cette demande ne devrait pas fluctuer de façon appréciable à court terme ou à plus long terme. Le réseau d'oléoducs Keystone est tout à fait en mesure d'acheminer le brut lourd canadien vers cet important marché.

Priorités stratégiques

Malgré la conjoncture économique actuelle, 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 actuellement en exploitation, à tirer profit de nos infrastructures existantes et à élargir notre marché à l'échelle de la chaîne de valeur des pipelines de liquides à court terme.

Nous continuons d'étendre l'accès au réseau d'oléoducs Keystone sur le marché de la côte américaine du golfe du Mexique à des marchés de raffinage régionaux produisant plus de 4,5 millions de b/j à Houston et à Port Arthur, au Texas, et à Lake Charles, en Louisiane. Un accès étendu au marché pour le réseau d'oléoducs Keystone devrait améliorer le transport des volumes sur de courtes et de longues distances. Notre coentreprise HoustonLink constituée avec Magellan Midstream Partners, L.P. (« Magellan »), qui assure le raccord entre notre latéral et terminal de Houston et le réseau d'acheminement de Magellan de Houston et de Texas City, au Texas, améliorera ainsi la connectivité de nos infrastructures de pétrole brut dans la région de Houston. En décembre 2016, nous avons achevé la construction d'un latéral pour le terminal CITGO Petroleum (« CITGO ») de Sour Lake, au Texas, qui approvisionnera le marché de Lake Charles, en Louisiane.

En Alberta, nous tirons parti de notre vaste empreinte de gazoducs et misons sur notre expérience pour développer une entreprise régionale de pipelines de liquides. La croissance de la production tirée des sables bitumineux crée un besoin de nouveaux pipelines à l'intérieur de l'Alberta, tels que notre participation de 50 % dans le projet Grand Rapids, qui permettra de transporter du pétrole brut depuis la source jusqu'au carrefour pétrolier d'Edmonton, en Alberta. Notre coentreprise constituée avec Keyera Corp. améliorera notre capacité d'accéder à une source de diluant fiable et économique pour Grand Rapids. Notre pipeline White Spruce, qui acheminera à Grand Rapids le pétrole brut provenant d'une importante usine de sables bitumineux du nord-est de l'Alberta, étendra notre empreinte dans la région. En outre, Northern Courier favorisera l'acheminement de la production du partenariat énergétique Fort Hills vers le marché. Lorsque les conditions du marché seront favorables, les projets de pipeline Heartland, des terminaux de TC et du terminal de Keystone à Hardisty soutiendront ces carrefours pétroliers et permettront aux expéditeurs de se relier de manière ininterrompue au réseau d'oléoducs Keystone, à Énergie Est et à d'autres oléoducs qui acheminent le brut à l'extérieur de l'Alberta et de fournir à nos clients une voie homogène de la production à la commercialisation.

À plus long terme, nous restons déterminés à obtenir l'approbation réglementaire visant notre projet Énergie Est. Le projet desservira les trois raffineries de l'est du Canada se trouvant le long de son trajet, soit Montréal et Québec, au Québec, et Saint John, au Nouveau-Brunswick, et répondra à la demande des marchés mondiaux. De plus, nous avons soumis une demande de permis présidentiel auprès du Département d'État des États-Unis visant le projet Keystone XL qui prendra son origine à Hardisty, en Alberta, et s'étendra vers le sud jusqu'à Steele City, au Nebraska.

En raison du contexte difficile en matière de prix du pétrole brut, 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

En août 2016, le latéral et le terminal de Houston ont été mis en service, prolongeant le réseau d'oléoducs Keystone vers le marché du raffinage de Houston, au Texas. Le pipeline HoustonLink, qui relie le terminal de Houston au réseau d'acheminement de Houston et de Texas City, au Texas, appartenant à Magellan, a été achevé en décembre 2016. De plus, le raccordement du pipeline de CITGO à Sour Lake entre le réseau d'oléoducs Keystone et le terminal de CITGO à Sour Lake, au Texas, a été mis en service en décembre 2016.

Le 2 avril 2016, nous avons mis en arrêt le réseau d'oléoducs Keystone après la détection d'une fuite le long de l'emprise de celui-ci dans le comté de Hutchinson au Dakota du Sud. Nous avons déclaré le volume total de la fuite, soit 400 barils, au National Response Center et à la Pipeline and Hazardous Materials Safety and Administration (« PHMSA »). Des réparations temporaires ont été effectuées et l'oléoduc a été remis en service à la mi-avril 2016. Peu de temps après, les réparations permanentes de l'oléoduc se sont terminées au début de mai 2016, et les travaux de remise en état, au début de juillet 2016. Les mesures correctives imposées par la PHMSA ont été mises en œuvre en septembre 2016. Cette mise hors service n'a pas eu un effet important sur le résultat de 2016 de la société.

Keystone XL

En juin 2016, nous avons présenté une demande d'arbitrage dans le cadre d'un litige nous opposant au gouvernement américain en vertu de la Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements entre États et ressortissants d'autres États, du Règlement de procédure relatif aux instances de conciliation et d'arbitrage et du chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »). Cette réclamation fait suite au refus signifié le 6 novembre 2015 de nous accorder un permis présidentiel pour la construction de Keystone XL. Nous avons demandé que des dommages-intérêts nous soient versés parce que le gouvernement américain n'a pas respecté les obligations qui lui incombent en vertu de l'ALENA; ces dommages-intérêts se chiffrent à plus de 15 milliards de dollars US, sans compter les intérêts applicables et les coûts de l'arbitrage. L'arbitrage est au stade préliminaire. Il n'est donc pas possible de déterminer pour le moment la probabilité d'une issue favorable ni son incidence sur la situation financière et les résultats d'exploitation de la société.

Le 24 janvier 2017, le président des États-Unis a signé un mémorandum présidentiel invitant TransCanada à présenter une nouvelle demande de permis présidentiel. Le 26 janvier 2017, nous avons donc soumis une demande de permis présidentiel au Département d'État des États-Unis concernant le projet. L'oléoduc prendra son origine à Hardisty, en Alberta, et s'étendra vers le sud jusqu'à Steele City, au Nebraska.

Compte tenu du temps écoulé depuis le refus du permis présidentiel le 6 novembre 2015, nous sommes à revoir nos contrats d'expédition, et certains expéditeurs pourraient décider d'augmenter ou de diminuer les volumes qu'ils s'engagent à faire transporter. Nous prévoyons que le projet obtiendra le soutien commercial nécessaire pour nous permettre de prendre une décision d'investissement finale.

Énergie Est

En mai 2016, nous avons présenté à l'ONÉ une demande consolidée d'autorisation concernant l'oléoduc Énergie Est. En juin 2016, Énergie Est a franchi un jalon important, l'ONÉ ayant annoncé que la demande relative au projet était suffisamment exhaustive pour que le processus d'examen réglementaire officiel puisse débuter. Toutefois, en août 2016, les réunions ont été annulées, trois des représentants de l'ONÉ s'étant retirés du comité d'examen du projet en raison des craintes raisonnables de partialité alléguées à leur endroit. Le président et le vice-président de l'ONÉ, ce dernier étant également membre du comité, se sont retirés de toute autre responsabilité relative au projet. Par suite de ces récusations, toutes les audiences de ce projet ont été ajournées jusqu'à nouvel ordre.

Le 9 janvier 2017, l'ONÉ a nommé trois nouveaux représentants qui seront responsables de l'examen des projets Énergie Est et de réseau principal de l'Est. Le 27 janvier 2017, les nouveaux représentants de l'ONÉ ont annulé toutes les décisions prises par les anciens représentants, et les nouveaux représentants décideront comment poursuivre l'audience. Nous ne sommes pas tenus de présenter une nouvelle demande et les parties n'auront pas à redemander le statut d'intervenant. Toutefois, toutes les autres procédures et les échéances qui y étaient associées sont devenues caduques. Si les nouveaux représentants déterminent que la demande concernant le projet est complète, la période d'examen de 21 mois de l'ONÉ commencera.

White Spruce

En décembre 2016, nous avons mené à terme une entente de transport à long terme visant le développement et la construction du pipeline White Spruce de 20 pouces de diamètre, qui transportera du pétrole brut d'une importante usine de sables bitumineux située dans le nord-est de l'Alberta au réseau d'oléoducs de Grand Rapids. Le coût en capital total du projet est d'environ 200 millions de dollars; le pipeline devrait être en service en 2018, sous réserve de l'obtention des approbations réglementaires.

Northern Courier

La construction du pipeline Northern Courier se poursuit en vue de transporter 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. Le projet fait l'objet de contrats qui ont été négociés à long terme avec Fort Hills, le partenaire dans ce projet. Nous prévoyons entreprendre l'exploitation commerciale au quatrième trimestre de 2017.

Grand Rapids

Les travaux de construction de Grand Rapids se poursuivent sur le pipeline qui reliera la zone de production au nord-ouest de Fort McMurray aux terminaux de la région d'Edmonton-Heartland, en Alberta. Nous avons constitué une coentreprise avec Brion Energy pour aménager Grand Rapids. Chaque partenaire détient 50 % du projet pipelinier. Notre partenaire a aussi conclu un contrat de services de transport à long terme visant le projet. Nous serons l'exploitant de Grand Rapids une fois que le pipeline sera prêt. Nous prévoyons que les expéditions de pétrole brut commenceront au deuxième semestre de 2017.

La construction d'un pipeline de diluant de 20 pouces de diamètre, détenu en coentreprise, entre Edmonton et Fort Saskatchewan, en Alberta, va également bon train. La coentreprise constituée entre Grand Rapids et Keyera Corp. prendra part au pipeline Grand Rapids et procurera à nos expéditeurs de meilleures options d'approvisionnement en diluant. Nous prévoyons que le pipeline sera en service vers la fin de 2017.

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). 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 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Réseau d'oléoducs Keystone	1 169	1 333	1 061
Expansion des affaires et autres	(3)	(24)	(15)
BAIIA comparable	1 166	1 309	1 046
Amortissement	(285)	(266)	(216)
BAll comparable	881	1 043	830
Postes particuliers :			
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(52)	—	—
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	(3 686)	—
Activités de gestion des risques	(2)	—	—
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	827	(2 643)	830
BAll comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	228	232	212
Dollars US	493	633	561
Incidence du change	160	178	57
BAll comparable	881	1 043	830

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 3 470 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015; il avait reculé de 3 473 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014. Le bénéfice sectoriel de 2016 comprenait des coûts de 52 millions de dollars avant les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont passés en charges en attendant l'avancement du projet, et des pertes non réalisées de 2 millions de dollars 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 106 pour plus d'information. Ces montants ont été exclus du calcul du BAll comparable. Le reliquat du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides équivaut au BAll comparable, qui est analysé ci-dessous avec le BAIIA comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été de 143 millions de dollars inférieur en 2016 à celui de 2015. La diminution est 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 grandissant 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.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides avait été de 263 millions de dollars supérieur en 2015 à celui de 2014.

L'accroissement était principalement attribuable aux éléments suivants :

- l'accroissement des volumes;
- le bénéfice supplémentaire découlant du prolongement de l'oléoduc Keystone sur la côte du golfe du Mexique, mis en service en janvier 2014;
- 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 19 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 en raison de la mise en service de nouvelles installations et de l'effet du raffermissement du dollar américain. L'amortissement avait augmenté de 50 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014 avant tout en raison de l'appréciation du dollar américain.

PERSPECTIVES

Résultat

Si l'on exclut les postes particuliers, le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2017 devrait être supérieur au résultat de 2016 en raison des nouveaux raccordements de pipelines et de la mise en service en 2017 des pipelines Northern Courier et Grand Rapids.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées à l'égard de nos pipelines de liquides ont totalisé 0,8 milliard de dollars en 2016, et nous comptons affecter environ 0,5 milliard de dollars en 2017, particulièrement aux projets Grand Rapids, Northern Courier et White Spruce.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 98 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.

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 du réseau d'oléoducs Keystone soit imputée à nos expéditeurs, une partie de notre volume est assujettie à une structure tarifaire fixe globale qui nous expose aux fluctuations des coûts, lesquelles peuvent avoir une incidence sur notre résultat.

Réglementation

Les tarifs pratiqués par nos pipelines de liquides sont réglementés par l'ONÉ au Canada et la FERC aux États-Unis. Ces deux organismes régissent les conditions de prestation des services et les tarifs pour s'assurer qu'ils sont justes et raisonnables et que les tarifs, les droits ou les services ne comportent pas d'écarts injustes. Un expéditeur peut soumettre tout problème à l'organisme de réglementation concerné en tout temps. Toutefois, la plus grande partie de la capacité d'un pipeline est visée par des ententes de transport à long terme qui réduisent le risque que des plaintes soient soulevées concernant la réglementation liée aux tarifs et au recouvrement des coûts qui s'y rattache.

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 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 sur le moment de l'obtention des permis pour nos pipelines de liquides. 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.

Coûts de réalisation, en capital et d'obtention des permis

Nous prenons d'importants engagements de capitaux à l'égard de grands projets d'infrastructure en nous appuyant sur l'hypothèse selon laquelle les nouveaux actifs offriront un rendement des investissements intéressant à l'avenir. Aux termes de certains contrats, nous partageons avec les clients le coût lié à ces risques. Bien que nous tenions compte minutieusement du coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certains contrats, nous sommes davantage exposés au risque lié au coût du capital, qui peut avoir une incidence sur le rendement du projet. Nos projets d'investissement sont également soumis au risque d'obtention des permis, qui peut se traduire par des retards de construction, une hausse des coûts en capital et la réduction des rendements du capital investi.

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinère

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 transporter 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 génère des produits en misant sur l'utilisation des actifs et en concluant des contrats de location de capacité à court ou à long terme visant le pipeline ou le terminal de stockage.

La volatilité des prix des produits de base et l'évolution des conditions de marché pourraient avoir une incidence 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

Notre portefeuille du secteur de l'énergie compte des actifs de production d'électricité au Canada et aux États-Unis et des actifs de stockage de gaz naturel non réglementés en Alberta. Les deux opérations de vente visant la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis devraient être menées à terme au premier semestre de 2017. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information.

Nous continuerons de détenir, de contrôler et d'aménager des installations présentant une capacité de production d'électricité d'environ 7 050 MW alimentée au gaz naturel, à l'énergie nucléaire, à l'énergie éolienne et à l'énergie solaire après la conclusion de la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis.

Notre portefeuille sera alors composé d'installations de production d'électricité situées en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona. La majorité de ces actifs sont visés par des contrats à long terme.

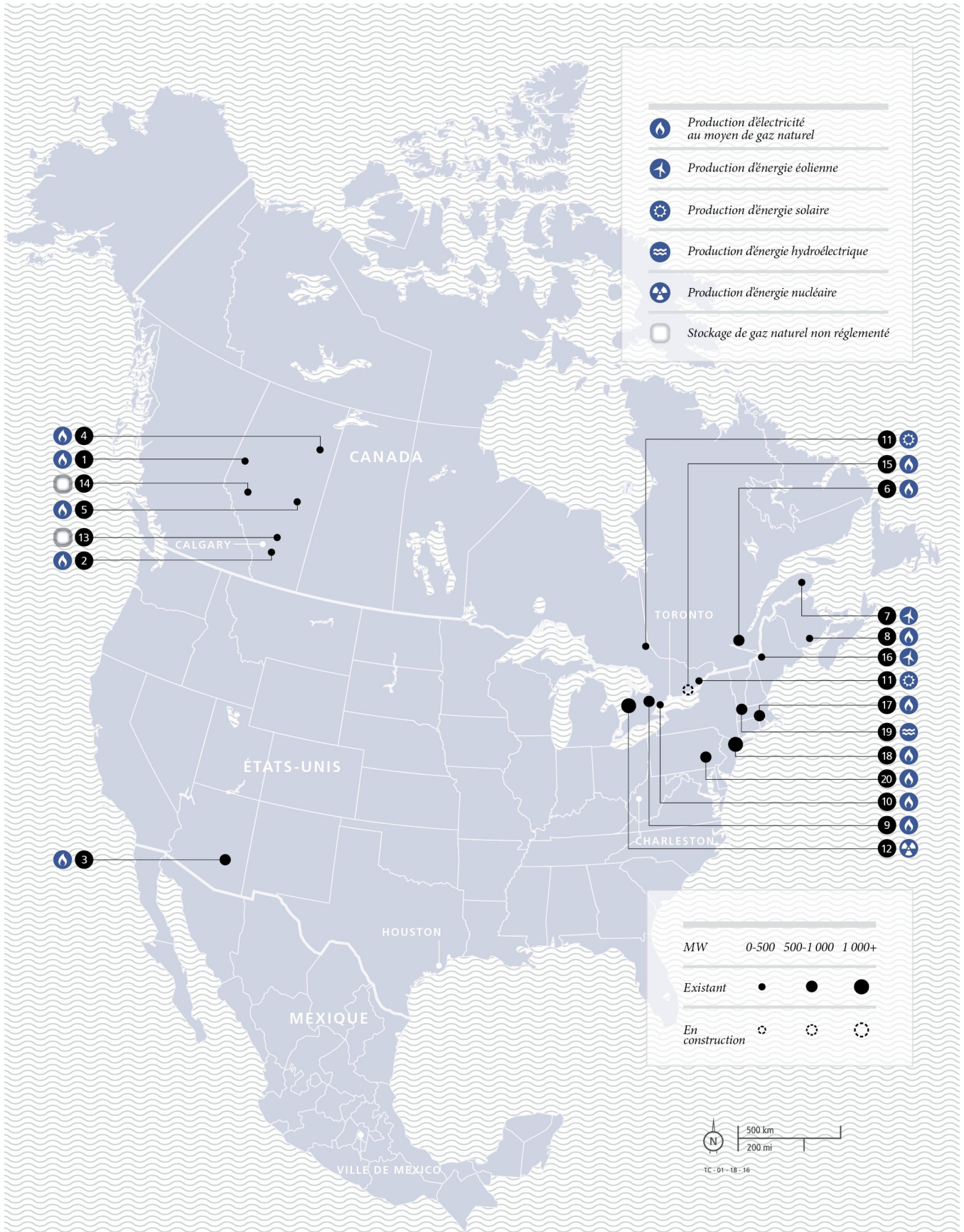
Nous détenons et exploitons environ 118 Gpi³ de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta et détenons des contrats avec des tiers pour du stockage supplémentaire, représentant près du tiers de la capacité totale albertaine.

Coup d'œil sur la stratégie

- Nous souhaitons maximiser la valeur de notre portefeuille varié d'actifs de production d'énergie visés par contrat et à faible coût 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 de nos infrastructures de production d'électricité vendue à contrat 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

- Bruce Power : résultats solides et accroissement de 100 MW de la capacité de production, qui s'établit maintenant à 6 400 MW par suite des travaux du programme visant à prolonger la durée de vie utile des installations.
- Centrale alimentée au gaz naturel à Napanee, d'une capacité de 900 MW : la construction se poursuit et est achevée à près de 50 %.
- Règlement relatif à la résiliation des CAE en Alberta mené à terme avec le gouvernement de l'Alberta et l'Alberta Balancing Pool.
- Monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis prévue pour le premier semestre de 2017.



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 7 056 MW (y compris les installations en construction)					
Installations énergétiques de l'Ouest Capacité de production de 1 013 MW en Alberta et dans l'ouest des États-Unis					
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 conclue avec Salt River Project Agricultural Improvement and Power District.	100 %
4	Mackay River	197	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 2 939 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 l'achat de 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 %
11	Énergie solaire en Ontario	76	énergie solaire	Huit projets d'énergie solaire situés dans le sud de l'Ontario et à New Liskeard, en Ontario. L'électricité est vendue aux termes de contrats de tarifs de rachats garantis de 20 ans, expirant de 2032 à 2034 et conclus avec la SIERE.	100 %
Bruce Power Capacité de production de 3 104 MW					
12	Bruce Power	3 104 ¹	énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les huit réacteurs nucléaires de l'Ontario Power Generation.	48,5 %

	Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³				
13	CrossAlta	68 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située à Crossfield, en Alberta.	100 %
14	Edson	50 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En construction				
15	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 2018.	100 %

¹ Notre quote-part de la capacité de production.

Actifs destinés à la vente

Installations énergétiques aux États-Unis Capacité de production de 4 533 MW					
16	Projet éolien de Kibby	132	énergie éolienne	Parc éolien situé dans les comtés de Kibby et de Skinner, dans le Maine.	100 %
17	Ocean State Power	560	gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Burrillville, dans le Rhode Island.	100 %
18	Ravenswood	2 480	gaz naturel et mazout	Centrale à turbines multiples (turbines à vapeur polycombustibles, turbines à cycle combiné et turbines à combustion) située dans le Queens, à New York.	100 %
19	TC Hydro	583	hydroélectricité	13 centrales hydroélectriques, avec barrages et réservoirs connexes, situées dans le New Hampshire, le Vermont et le Massachusetts (sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield).	100 %
20	Ironwood ¹	778	gaz naturel	Centrale à cycle combiné située à Lebanon, en Pennsylvanie.	100 %

¹ Acquisition réalisée le 1^{er} février 2016.

LES ROUAGES DU SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte trois groupes :

- les installations énergétiques au Canada;
- le stockage de gaz naturel (au Canada, non réglementé);
- les installations énergétiques aux États-Unis (monétisation prévue au premier semestre de 2017).

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 et une centrale électrique de pointe à cycle simple alimentée au gaz naturel en Arizona.

L'exécution disciplinée de la stratégie d'exploitation est critique à la maximisation de la production et des produits dans 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 les volumes des installations de cogénération qui ne font pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser le résultat de nos actifs. Pour réduire le risque lié aux volumes non liés 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.

En novembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a présenté des plans visant la mise en œuvre complète d'un processus d'approvisionnement en énergie renouvelable additionnelle ainsi que des changements importants au marché actuel uniquement axé sur l'énergie et la création d'un marché de la capacité d'ici 2021. Nous continuerons 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 d'aménager des installations dont la capacité de production s'élève à environ 3 000 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 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'Ontario Power Generation loue les huit installations nucléaires à Bruce Power. Nous détenons une participation de 48,5 % 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 décembre 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.

L'entente modifiée, laquelle a pris effet en janvier 2016, confère à Bruce Power la possibilité de commencer à investir immédiatement 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 sera assorti d'un cycle de vie à court terme jusqu'aux arrêts majeurs pour remise à neuf et par la suite. Le remplacement de composantes principales est en cours et se poursuivra jusqu'en 2033, les arrêts majeurs pour remise à neuf devant s'amorcer en 2020.

Conformément à l'entente d'allongement du cycle de vie et de remise à neuf, en janvier 2016, Bruce Power a commencé à recevoir pour l'ensemble de ses réacteurs un prix uniforme de 65,73 \$ par MWh 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 uniforme. Bruce Power conclut en outre des contrats de vente à prix fixe aux termes desquels la centrale reçoit ou paie l'écart entre le prix contractuel et le prix sur le marché au comptant.

Au fil du temps, le prix uniforme 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.

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.

Stockage de gaz naturel

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 Gpi³ 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 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.

Installations énergétiques aux États-Unis (monétisation prévue au premier semestre de 2017)

Nous avons entrepris la vente d'une capacité de production d'électricité de 4 500 MW dans la région de New York, en Nouvelle-Angleterre et en Pennsylvanie. Le résultat du secteur des installations énergétiques aux États-Unis continuera d'être inclus dans nos résultats jusqu'à ce que la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis soit menée à terme. Les deux opérations de vente visant la monétisation des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis devraient se conclure au premier semestre de 2017 et un processus est en cours en vue de monétiser notre entreprise de commercialisation.

Le résultat attribuable à nos installations de New York, de la Nouvelle-Angleterre et sur le marché de PJM provient à la fois de la capacité de production et de la vente d'énergie. Les marchés de la capacité rémunèrent les fournisseurs d'électricité pour leur capacité à fournir de l'électricité; ils visent à promouvoir les investissements dans les ressources électriques existantes ou nouvelles nécessaires pour répondre à la demande des consommateurs et pour assurer la fiabilité du réseau électrique. Les produits tirés de la capacité à New York, en Nouvelle-Angleterre et sur le marché de PJM dépendent de deux facteurs : les prix de capacité et la disponibilité des installations. Sur les marchés de l'énergie proprement dits, les fournisseurs sont rémunérés pour l'énergie réellement fournie.

Nos activités sont axées sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long terme conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros dans les marchés de l'électricité suivants :

- New York, dont l'exploitant est l'ISO de New York;
- la Nouvelle-Angleterre, dont l'exploitant est l'ISO de la Nouvelle-Angleterre;
- le secteur PJM Interconnection (« PJM »).

Nous touchons également des produits supplémentaires en regroupant les ventes d'électricité avec d'autres services énergétiques.

Pour répondre à nos engagements de ventes d'électricité, nous utilisons de l'électricité produite par nos actifs ou achetée à prix fixe, ce qui, par conséquent, nous permet de réduire notre exposition aux fluctuations de prix des produits de base.

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

CAE en Alberta

Le 7 mars 2016, nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation de nos CAE en Alberta. Le 22 juillet 2016, nous avons, de concert avec ASTC Power Partnership, transmis un avis déférant l'affaire qui doit être réglée par arbitrage exécutoire conformément aux dispositions de résolution de litige des CAE. Le 25 juillet 2016, le gouvernement de l'Alberta a déposé une demande à la Cour du banc de la reine afin d'empêcher que l'Alberta Balancing Pool permette la résiliation d'une CAE détenue par un tiers contenant des dispositions de résiliation formulées de manière identique à celles de nos CAE. L'issue de cette demande pourrait avoir eu une incidence sur la résolution de l'arbitrage portant sur les CAE des centrales Sheerness, Sundance A et Sundance B. En décembre 2016, la direction a entrepris des négociations de règlement avec le gouvernement de l'Alberta et mis la dernière main aux dispositions de résolution de tous les litiges liés à la résiliation des CAE. Le gouvernement et l'Alberta Balancing Pool ont accepté la résiliation de nos CAE, ce qui a entraîné le transfert à l'Alberta Balancing Pool de la totalité de nos obligations au titre des CAE.

Au règlement définitif de la résiliation des CAE, nous avons transféré à l'Alberta Balancing Pool un ensemble de crédits environnementaux que nous détenions pour compenser les coûts d'émission des CAE et comptabilisé une charge hors trésorerie de 92 millions de dollars avant les impôts (68 millions de dollars après les impôts) se rapportant à la valeur comptable de ces crédits environnementaux. Au premier trimestre de 2016, du fait de notre décision de résilier les CAE, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 240 millions de dollars avant les impôts (176 millions de dollars après les impôts), dont une charge de 211 millions de dollars avant les impôts (155 millions de dollars après les impôts) sur la valeur comptable des CAE de Sundance A et de Sheerness et une charge de 29 millions de dollars avant les impôts (21 millions de dollars après les impôts) sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans ASTC Power Partnership, qui détenait auparavant la CAE de Sundance B.

Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario

En mai 2016, la loi autorisant le programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario a été promulguée; la nouvelle réglementation entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2016. Cette réglementation impose pour l'ensemble de la province une limite aux émissions de gaz à effet de serre annuelles en vigueur à compter de janvier 2017 et crée un marché pour administrer l'achat et l'échange des quotas d'émissions. En vertu de la nouvelle réglementation, l'obligation de conformité s'appliquant aux émissions de nos centrales alimentées au gaz naturel incombe aux sociétés de distribution locales, à charge pour ces dernières de se faire rembourser les coûts de la conformité auprès des installations gazières. La SIERE a proposé des modifications aux contrats pour que les détenteurs de contrats tiennent compte de ces coûts et d'autres questions découlant de la nouvelle réglementation. Nous continuons de collaborer avec la SIERE en vue de finaliser les modifications. Nous ne prévoyons pas que cette nouvelle réglementation aura des répercussions importantes sur notre secteur de l'énergie.

Napanee

La construction d'une nouvelle centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW se poursuit dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'Ontario Power Generation, dans le Grand Napanee, dans l'est de l'Ontario. Nous prévoyons investir environ 1,1 milliard de dollars dans la centrale de Napanee pendant la construction, dont l'exploitation commerciale devrait commencer en 2018. La production de l'installation est entièrement visée par des contrats conclus avec la SIERE.

Bécancour

En août 2015, nous avons conclu une entente avec Hydro-Québec en vertu de laquelle cette dernière pouvait répartir une capacité hivernale de pointe d'un maximum de 570 MW provenant de notre centrale de Bécancour, et ce, pour une durée de 20 ans à compter de décembre 2016. En novembre 2016, Hydro-Québec a dévoilé son plan décennal d'approvisionnement qui mentionne que la capacité hivernale de pointe de la centrale de Bécancour n'est plus nécessaire. Avant cette annonce, la Régie de l'énergie, organisme de réglementation du Québec, avait annulé sa décision première d'approuver l'entente. La direction ne s'attend pas à d'autres développements à la centrale de Bécancour avant novembre 2019, lorsque le prochain plan décennal d'approvisionnement sera dévoilé.

Financement de Bruce Power

Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué un prélèvement sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre d'un programme visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires. Les distributions reçues de Bruce Power au deuxième trimestre de 2016 comprenaient 725 millions de dollars provenant de ce programme de financement. En février 2017, Bruce Power a émis des obligations additionnelles aux termes de son programme de financement et versé une distribution de 362 millions de dollars à TransCanada.

Installations énergétiques aux États-Unis

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

Le 1^{er} novembre 2016, nous avons annoncé la vente de Ravenswood, d'Ironwood, d'Ocean State Power et du projet éolien Kibby Wind à Helix Generation, LLC, société liée à LS Power Equity Advisors, pour 2,2 milliards de dollars US, et celle de TC Hydro à Great River Hydro, LLC, société liée à ArLight Capital Partners, LLC, pour 1,065 milliard de dollars US. Ces deux transactions de vente devraient être conclues au premier semestre de 2017 sous réserve de l'obtention des approbations des organismes de réglementation et autres et comporteront des ajustements de clôture. Les ventes devraient se traduire par une perte nette d'environ 1,2 milliard de dollars avant les impôts (1,1 milliard de dollars après les impôts), dont une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 1 085 millions de dollars (656 millions de dollars après les impôts), une perte nette de 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et un gain d'environ 710 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts) sur la vente des actifs d'énergie hydraulique qui sera comptabilisé à la clôture de cette transaction. Un processus de monétisation visant ce qu'il reste de notre entreprise de commercialisation, TCPM, est en cours.

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 10 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 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	75	72	252
Installations énergétiques de l'Est ²	353	390	345
Bruce Power	293	285	314
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada ^{1,2,3}	721	747	911
Amortissement	(142)	(190)	(179)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada ^{1,2,3}	579	557	732
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)			
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis	396	414	371
Amortissement	(105)	(105)	(107)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	291	309	264
Incidence du change	94	86	27
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	385	395	291
Stockage de gaz naturel et autres			
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	59	14	43
Amortissement	(12)	(12)	(12)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	47	2	31
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires	(15)	(30)	(30)
BAII comparable du secteur de l'énergie ^{1,2,3}	996	924	1 024
Postes particuliers :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	(1 085)	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(844)	—	—
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)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	108
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	(43)
Activités de gestion des risques	125	(37)	(53)
(Perte) bénéfice sectoriel(le)	(1 140)	792	1 036

1 Ces données comprenaient les CAE de Sundance A et de Sheerness ainsi que la CAE de Sundance B détenue par l'intermédiaire de notre participation dans ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

2 Ces données tiennent compte de l'acquisition de trois installations de production d'énergie solaire en septembre 2014 et d'une installation de production d'énergie solaire en décembre 2014.

3 Ces données comprennent notre quote-part du bénéfice tiré de nos participations dans Portlands Energy et Bruce Power ainsi que de notre participation dans ASTC Power Partnership jusqu'au 7 mars 2016.

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 1 932 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 et avait baissé de 244 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014. Il comprend les postes particuliers suivants :

- 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 perte de 844 millions de dollars avant les impôts en 2016, dont une perte nette de 829 millions de dollars sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de 15 millions de dollars liés à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- 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 nouveau 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;
- un gain de 108 millions de dollars avant les impôts en 2014 à la vente de Cancarb Limited et de son installation connexe de production d'électricité, qui a été conclue en avril 2014;
- une perte nette de 43 millions de dollars avant les impôts en 2014 découlant du paiement de résiliation du contrat avec Niska Gas Storage prenant effet en avril 2014;
- 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)	2016	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	4	(8)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	113	(30)	(55)
Stockage de gaz naturel	8	1	13
Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques	125	(37)	(53)

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.

Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de monétiser notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons dû cesser d'appliquer la comptabilité de couverture à certaines couvertures de flux de trésorerie. Ce changement, de même que le volume accru de nos activités de gestion des risques provoqué par l'élargissement de notre clientèle sur le marché de PJM, a contribué à l'augmentation de la volatilité des activités de gestion des risques des installations énergétiques aux États-Unis en 2016.

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 1 289 millions de dollars en 2016 contre 1 260 millions de dollars en 2015, ce qui représente une augmentation de 29 millions de dollars. Cette hausse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- de la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés;
- du 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;

- du résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis imputable à la baisse des produits tirés de la capacité dans la région de New York et du recul des prix réalisés à nos installations en Nouvelle-Angleterre, compensés en partie par le résultat plus élevé découlant de l'acquisition de la centrale Ironwood le 1^{er} février 2016;
- de la réduction des dépenses consacrées à l'expansion des affaires en raison de la diminution des activités d'expansion des affaires;
- de 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.
- du raffermissement du dollar américain et de son effet positif sur l'incidence du change.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie s'est établi à 1 260 millions de dollars en 2015 contre 1 333 millions de dollars en 2014, ce qui représente une diminution de 73 millions. Cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la baisse des prix réalisés et de celle des volumes des CAE;
- le résultat plus élevé du secteur de l'électricité aux États-Unis, en raison de l'accroissement des marges et des volumes de ventes à des clients des secteurs industriel, commercial et de gros, ce qui a été compensé en partie par la baisse des produits tirés de la capacité dans la région de New York et par celle des prix réalisés par nos installations de production d'électricité situées dans le nord-est des États-Unis;
- le résultat à la hausse des installations énergétiques de l'Est principalement attribuable aux quatre installations d'énergie solaire acquises en 2014;
- le résultat moindre tiré de la centrale Bruce Power en raison des charges d'exploitation élevées et neutralisées en grande partie par un nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation imprévu à Bruce A ainsi que de la hausse des charges d'exploitation et de la baisse des gains tirés des activités de passation de contrats compensées en partie par des frais de location moins élevés à Bruce B;
- le résultat moindre tiré du stockage de gaz naturel par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké;
- le raffermissement du dollar américain et son effet positif sur l'incidence du change.

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

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 7. Le tableau qui suit présente les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Produits¹			
Installations énergétiques de l'Ouest	216	542	747
Installations énergétiques de l'Est ²	411	455	428
Autres ³	43	62	85
	670	1 059	1 260
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation ⁴	24	8	45
Achats de produits de base revendus	(60)	(353)	(404)
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(206)	(252)	(304)
BAIIA comparable⁵	428	462	597
Amortissement	(142)	(190)	(179)
BAII comparable⁵	286	272	418
Ventilation du BAIIA comparable			
Installations énergétiques de l'Ouest ⁵	75	72	252
Installations énergétiques de l'Est	353	390	345
BAIIA comparable⁵	428	462	597
Capacité disponible des centrales⁶			
Installations énergétiques de l'Ouest	93 %	97 %	96 %
Installations énergétiques de l'Est ⁷	91 %	97 %	91 %

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

2 Ces données tiennent compte de l'acquisition de trois installations de production d'énergie solaire en septembre 2014 et d'une installation de production d'énergie solaire en décembre 2014.

3 Ces données comprennent les produits tirés de la vente de la capacité de transport de gaz naturel non utilisée, de la vente de gaz naturel excédentaire acheté pour la production d'électricité et les ventes de noir de carbone thermique de Cancarb jusqu'au 15 avril 2014, date de sa vente.

4 Ces données tiennent compte de notre quote-part du résultat d'ASTC Power Partnership, qui était titulaire de la CAE de Sundance B, et de Portlands Energy. Pour 2016, elles ne tiennent pas compte d'une charge de 29 millions de dollars liée à la résiliation de la CAE de Sundance B, que détenait ASTC Power Partnership.

5 Ces données comprennent les CAE de Sundance A, Sundance B et Sheerness jusqu'au 7 mars 2016.

6 Pourcentage du temps au cours d'une période donnée pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

7 La centrale de Bécancour a été exclue du calcul de la capacité disponible étant donné que sa production d'électricité est interrompue depuis 2008.

Installations énergétiques de l'Ouest

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 3 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015, en raison de la hausse des prix réalisés sur les volumes de production, en partie contrebalancée par les pertes réalisées sur les CAE au premier trimestre de 2016.

Les résultats aux termes des CAE en Alberta sont inclus jusqu'au 7 mars 2016, date à laquelle nous avons transmis à l'Alberta Balancing Pool un avis de résiliation des CAE visant les centrales Sundance A, Sundance B et Sheerness. Le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation comprenait le résultat d'ASTC Power Partnership qui détenait notre participation de 50 % dans la CAE de Sundance B. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour de plus amples informations sur la résiliation des CAE.

Les prix de l'électricité en Alberta sont tributaires de plusieurs facteurs, dont les conditions de l'offre et de la demande et le niveau des prix du gaz naturel. Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta a diminué de 45 %, passant d'environ 33 \$ le MWh en 2015 à environ 18 \$ le MWh en 2016. Le prix moyen du gaz naturel AECO a diminué de 20 %, passant d'environ 2,55 \$ le GJ en 2015 à environ 2,05 \$ le GJ en 2016. Le marché de l'électricité en Alberta est demeuré bien approvisionné, alors que la consommation d'électricité était en baisse à cause de la faiblesse de l'économie.

L'amortissement a diminué de 48 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 par suite de la résiliation des CAE en Alberta.

En 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest avait été inférieur de 180 millions de dollars par rapport à 2014, ce qui s'expliquait par le recul des prix réalisés pour l'électricité et des volumes de la CAE. Le prix moyen au comptant de l'électricité en Alberta avait diminué de 34 %, pour passer d'environ 50 \$ le MWh en 2014 à environ 33 \$ le MWh en 2015. Le prix moyen du gaz naturel AECO avait diminué de 40 %, passant d'environ 4,27 \$ le GJ en 2014 à environ 2,55 \$ le GJ en 2015.

Installations énergétiques de l'Est

En 2016, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est a été inférieur de 37 millions de dollars par rapport à 2015 en raison de la baisse des produits contractuels de Bécancour et du bénéfice moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

En 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Est avait été supérieur de 45 millions de dollars par rapport à 2014, un effet net du résultat supplémentaire tiré des installations de production d'énergie solaire acquises en 2014, de l'accroissement des produits contractuels de Bécancour et du bénéfice moindre tiré de la vente de capacité de transport de gaz naturel inutilisée.

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 et de 2014 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)	2016	2015	2014
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits	1 470	1 301	1 256
Charges d'exploitation	(849)	(691)	(623)
Amortissement et autres	(328)	(325)	(319)
BAIIA comparable et BAII comparable¹	293	285	314
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²	83 %	87 %	86 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	415	327	245
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	76	45	127
Volumes des ventes (en GWh) ¹	22 178	19 358	18 723
Prix de vente réalisés par MWh ^{3,4}	67 \$	65 \$	65 \$

1 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,5 % dans Bruce Power, 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.

4 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 dans Bruce Power en 2016 a été supérieur de 8 millions de dollars à celui de 2015. Cette progression est 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.

Le BAIIA comparable dans Bruce A en 2015 avait diminué de 4 millions de dollars par rapport à 2014, ce qui traduisait surtout la hausse des charges d'exploitation, compensée par l'accroissement des volumes résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation imprévus.

Le BAIIA comparable dans Bruce B en 2015 était inférieur de 25 millions de dollars par rapport à 2014. La diminution est principalement attribuable à l'augmentation des charges d'exploitation et à la diminution des gains sur les activités de passation de contrats, facteurs atténués par la baisse des frais de location comptabilisés aux termes du contrat de location avec l'Ontario Power Generation. Tous les réacteurs de Bruce B ont été mis hors service en avril 2015 pour permettre l'inspection du bâtiment sous vide de Bruce B, inspection qui a lieu environ une fois tous les dix ans comme l'exige la Commission canadienne de sûreté nucléaire.

Résultats des installations de stockage de gaz naturel et autres installations

Le BAIIA comparable en 2016 a augmenté de 45 millions de dollars par rapport à 2015, principalement en raison de la hausse des produits tirés du stockage de gaz naturel pour le compte de tiers par suite de l'élargissement des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké.

En 2015, le BAIIA comparable avait diminué de 29 millions de dollars par rapport à 2014, principalement en raison d'une diminution des produits tirés du stockage pour compte propre et du stockage pour le compte de tiers par suite de la réduction des écarts de prix réalisés sur le gaz naturel stocké et de l'extrême volatilité des prix du gaz naturel au premier trimestre de 2014.

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis (monétisation prévue au premier semestre de 2017)

Le BAIIA comparable et le BAII comparable sont des mesures non conformes aux PCGR. Pour un complément d'information, consulter la page 7. Le tableau qui suit présente les composantes du BAIIA comparable et du BAII comparable.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US)	2016	2015	2014
Produits¹			
Installations énergétiques ²	2 192	1 997	1 840
Capacité	278	317	362
	2 470	2 314	2 202
Achats de produits de base revendus	(1 595)	(1 474)	(1 297)
Coûts d'exploitation des centrales et autres ³	(479)	(426)	(534)
BAIIA comparable¹	396	414	371
Amortissement ⁴	(105)	(105)	(107)
BAII comparable¹	291	309	264

1 Les données tiennent compte de l'acquisition d'Ironwood depuis le 1^{er} février 2016.

2 Les données tiennent compte des gains et des pertes réalisés sur les instruments financiers dérivés aux fins de la gestion des actifs des installations énergétiques aux États-Unis et sont présentées en tant que montant net dans les produits tirés des installations énergétiques. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments financiers dérivés sont exclus afin d'en arriver au BAIIA comparable.

3 Ces données comprennent les coûts du combustible utilisé pour la production.

4 L'amortissement des actifs d'électricité aux États-Unis destinés à la vente a cessé en novembre 2016.

Volumes des ventes et capacité disponible des centrales

exercices clos les 31 décembre			
	2016	2015	2014
Volumes des ventes physiques (en GWh)			
Offre			
Électricité produite ¹	12 752	7 849	7 742
Achats	26 613	20 937	13 798
	39 365	28 786	21 540
Capacité disponible des centrales^{2,3}	81 %	78 %	82 %

1 L'accroissement est principalement attribuable à l'acquisition d'Ironwood.

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

3 La capacité disponible des centrales était inférieure en 2015 en raison d'une interruption de service imprévue aux installations de Ravenswood. La centrale a été remise en service en mai 2015.

Installations énergétiques aux États-Unis – Données complémentaires

exercices clos les 31 décembre	2016	2015	2014
Prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant (\$ US par MWh)			
Nouvelle-Angleterre ¹	30	42	65
New York ²	29	39	61
PJM ³	25	s.o.	s.o.
Prix moyens de capacité sur le marché au comptant dans le secteur J de New York² (\$ US par kilowatt par mois)			
	8,65	11,44	13,96

1 Prix au carrefour du Massachusetts, toutes les heures, de l'ISO de la Nouvelle-Angleterre.

2 Ces données représentent le marché du secteur J de New York, où sont situées les installations de Ravenswood.

3 Ces données représentent la zone de prix METED, en Pennsylvanie, où sont situées les installations d'Ironwood. Les prix moyens pour 2016 sont ceux de la période écoulée depuis l'acquisition d'Ironwood, le 1^{er} février 2016.

En 2016, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a été inférieur de 18 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.

En 2015, le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis avait dépassé de 43 millions de dollars US celui de 2014, un effet net :

- de l'augmentation des marges et de la hausse des volumes de ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre;
- de la baisse des prix réalisés pour l'électricité à nos installations de New York et de Nouvelle-Angleterre, partiellement contrebalancée par la baisse des coûts du combustible;
- du recul des produits tirés de la capacité à Ravenswood en raison du recul des prix de capacité réalisés dans la région de New York et de la capacité moindre à cette installation.

Les prix moyens au comptant pour les ventes de capacité dans le secteur J de New York ont diminué d'environ 24 % en 2016 comparativement à ceux de 2015. Cette diminution et l'incidence des opérations de couverture ont mené à une dépréciation des prix de capacité réalisés dans la région de New York, elle-même imputable surtout à l'accroissement de la capacité démontrée des ressources existantes sur le marché de la zone J de New York. L'incidence du repli des prix de capacité de New York a été compensée en partie par les produits tirés de la capacité provenant de notre centrale électrique Ironwood.

Les produits tirés de la capacité ont également subi l'incidence négative de l'interruption du réacteur 30 de Ravenswood de septembre 2014 à mai 2015. Le réseau de NYISO recourt à une moyenne mobile des taux d'arrêts forcés pour calculer le volume de capacité qui permet aux producteurs de recevoir une compensation. Les arrêts d'exploitation ont une incidence sur les volumes de capacité et les produits connexes sur une base différée, comme en témoignent les résultats de cette méthode. Par conséquent, les produits tirés de la capacité au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 rendent compte d'une incidence négative comparativement à la même période de 2015. L'incidence de l'interruption de service a continué d'être prise en compte dans le calcul de la moyenne mobile des taux d'arrêts forcés pendant tout l'exercice 2016, mais elle diminuera en 2017 en raison de la formule servant au calcul. Les indemnités d'assurance liées à cet arrêt, déduction faite des franchises, ont été obtenues et sont comptabilisées au titre des produits tirés de la capacité afin de compenser les sommes perdues au cours des périodes touchées par la réduction du taux d'arrêts forcés. En raison de ces indemnités d'assurance, l'arrêt d'exploitation imprévu du réacteur 30 n'a pas eu une incidence importante sur notre résultat, bien que la constatation du résultat ne coïncide pas tout à fait avec les produits d'exploitation perdus en raison du moment de l'encaissement du produit d'assurance. De plus, les indemnités d'assurance liées à un arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood survenu en 2008 ont été comptabilisées dans les produits tirés des installations énergétiques au deuxième trimestre de 2016 et au quatrième trimestre de 2015.

Les prix moyens de l'électricité sur le marché au comptant en Nouvelle-Angleterre ont baissé d'environ 29 % en 2016 alors que ceux de New York ont reculé d'environ 26 % comparativement à 2015 à cause des températures hivernales inhabituellement chaudes enregistrées au premier trimestre de 2016 et de la baisse des prix du gaz naturel.

Même si les ventes de gros à des entreprises de services publics sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre ont été plus élevées en 2016 par rapport à 2015, le résultat des deux marchés a été inférieur, car le coût de l'approvisionnement nécessaire pour servir ces clients s'est accru.

En 2016, les volumes physiques d'électricité produite ont été supérieurs à ceux de 2015 grâce à notre acquisition de la centrale Ironwood. Quant aux volumes physiques d'électricité achetée vendus à des clients de gros, commerciaux et industriels, ils ont été supérieurs en 2016 à ceux de 2015 du fait que nous avons élargi notre clientèle sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

PERSPECTIVES

Résultat

Exclusion faite des postes particuliers, le résultat du secteur de l'énergie de 2017 devrait être inférieur à celui de 2016, essentiellement en raison de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui devrait avoir lieu au premier semestre de 2017; la baisse du résultat sera en partie neutralisée par la hausse de la quote-part du bénéfice de Bruce Power par suite de la réduction des activités d'entretien prévu.

La monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis fait en sorte que la grande majorité de la production résiduelle du secteur de l'énergie est vendue au moyen de contrats à long terme.

Exclusion faite des postes particuliers, le résultat des installations énergétiques de l'Ouest de 2017 devrait être légèrement plus élevé que celui de 2016 grâce à un modeste relèvement des prix moyens au comptant par rapport aux bas prix observés en 2016, ainsi qu'à la résiliation des CAE en Alberta.

Le résultat des installations énergétiques de l'Est de 2017 devrait être un peu plus faible que celui de 2016, surtout à cause de la diminution du résultat découlant de l'optimisation de la capacité de transport de gaz naturel. Toute la production de nos actifs énergétiques de l'Est du Canada est entièrement visée par des contrats.

La quote-part du résultat de Bruce Power pour 2017 devrait être supérieure à celle de 2016, puisqu'il y aura moins d'activités d'entretien prévu. Des travaux d'entretien prévu devraient avoir lieu au réacteur 5 de Bruce au premier semestre de 2017 et aux réacteurs 3 et 6, au second semestre de 2017. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2017 devrait se situer aux alentours de 90 %, comparativement à un peu plus de 80 % en 2016.

Enfin, le résultat tiré du stockage de gaz naturel devrait être légèrement plus bas en 2017 qu'il ne l'a été en 2016 en raison du retour probable de températures hivernales normales, ce qui se traduira par un resserrement des écarts saisonniers des prix du stockage de gaz naturel. La possibilité de couvrir la capacité de stockage à des écarts de prix sur le gaz naturel plus élevés devrait nous permettre d'atténuer l'effet du rétrécissement des écarts.

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé un total de 0,5 milliard de dollars dans les projets d'investissement du secteur de l'énergie en 2016 et nous prévoyons engager environ 0,4 milliard de dollars à ce titre en 2017, principalement pour la centrale de Napanee.

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

En 2016, nous avons investi 0,2 milliard de dollars dans Bruce Power pour divers projets d'investissement, et nous prévoyons investir environ 0,4 milliard de dollars en 2017.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 98 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

Les prix de l'électricité et du gaz naturel dépendent des fluctuations de l'offre et de la demande, des conditions climatiques et de la conjoncture économique générale. Les centrales électriques sur notre marché des installations énergétiques de l'Ouest en Alberta sont exposées à la volatilité des prix des produits de base. En général, le résultat de ces entreprises dépend des conditions qui prévalent en matière d'offre et de demande d'électricité.

Notre portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada et notre centrale de Coolidge font l'objet de contrats pour l'intégralité de leur capacité et ne sont, par conséquent, pas exposés à la fluctuation des prix des produits de base. 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.

Pour réduire les effets de l'instabilité des prix de l'électricité en Alberta et dans le nord-est des États-Unis, nous concluons des contrats de vente pour une partie de notre approvisionnement lorsque les modalités sont acceptables. Nous conservons une partie de notre électricité afin de la vendre sur le marché au comptant ou par la voie de contrats à plus court terme afin de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos obligations de vente en cas d'arrêts d'exploitation imprévus.

L'approvisionnement invendu est exposé aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché. À l'échéance de contrats de vente d'électricité, de nouveaux contrats à terme sont signés aux prix qui prévalent alors 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.

Coûts de réalisation et coûts en capital

Nous prenons d'importants engagements de capitaux au moment d'aménager une centrale en nous appuyant sur l'hypothèse selon laquelle ces actifs offriront un rendement des investissements intéressant. Bien que nous tenions compte minutieusement de la portée et du coût attendu de nos projets d'investissement, nous sommes exposés au risque lié au dépassement des coûts de réalisation et des coûts en capital qui peuvent avoir une incidence sur le rendement de ces projets. Nous atténuons ce risque en instaurant des processus exhaustifs de surveillance et de gouvernance des projets et en structurant des ententes commerciales dans le cas où certains coûts de réalisation et coûts en capital peuvent être partagés avec les contreparties.

Réglementation

Nous exerçons nos activités sur le marché réglementé et sur le marché déréglementé tant aux États-Unis qu'au Canada. 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 influencer 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, 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 ou de capacité, ou les deux. 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 influencer 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.

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 de nos centrales alimentées au gaz naturel et, par le fait même, la quantité d'électricité produite. Les variations de vitesse du vent peuvent avoir un effet sur le résultat de nos actifs éoliens et les heures d'ensoleillement et l'intensité de la lumière ont une incidence sur nos actifs solaires.

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 en Alberta 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.

Paiements de capacité pour les installations énergétiques aux États-Unis

Une grande partie des produits tirés de nos installations du nord-est des États-Unis est fonction de paiements de capacité dont les prix sont établis au moyen de diverses ventes aux enchères concurrentielles. Les fluctuations des prix de capacité peuvent avoir une incidence marquée sur ces entreprises. Le résultat des ventes aux enchères dépend de l'offre et de la demande d'électricité en vigueur et d'autres facteurs. Les trois marchés de la capacité du nord-est des États-Unis dans lesquels nous détenons des actifs sont tributaires d'un processus d'établissement selon la courbe des prix au comptant, lequel est fonction d'un certain nombre de paramètres établis et d'autres règles qui sont soumis à des examens périodiques par l'ISO et la FERC, respectivement.

Hydrologie

Nos installations de production hydroélectriques situées dans le nord-est des États-Unis sont soumises à des risques liés à l'hydrologie qui peuvent avoir une incidence sur le volume d'eau disponible pour la production d'électricité. Il s'agit de risques, tels que l'évolution des conditions et phénomènes météorologiques, la gestion fluviale à l'échelle locale et la rupture possible de barrages à ces centrales ou à d'autres installations en amont.

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 2015 et de 2014 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
BAIIA comparable	(70)	(108)	(64)
Amortissement	(48)	(31)	(23)
BAII comparable	(118)	(139)	(87)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(116)	—	—
Coûts de restructuration	(22)	(99)	—
Perte sectorielle	(256)	(238)	(87)

La perte sectorielle du siège social s'est accrue de 18 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015 et comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du BAII comparable :

- les coûts d'acquisition et d'intégration associés à l'acquisition de Columbia;
- les coûts de restructuration liés aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

La perte sectorielle du siège social s'est aggravée de 151 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014 en raison des coûts relatifs aux indemnités de cessation d'emploi et aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable de 2015 tenait compte de la portion de nos coûts de restructuration qui avait été recouverte par le truchement de nos mécanismes de tarification.

L'accroissement de l'amortissement du siège social en 2016, par rapport à 2015, découle des entrées d'immobilisations corporelles du siège social en 2016, notamment celles de Columbia.

Restructuration et transformation de l'entreprise

Au milieu de 2015, nous avons entrepris une initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise. Bien que notre stratégie d'entreprise n'ait aucunement été modifiée, nous avons entrepris cette initiative en vue de réduire les coûts dans leur ensemble et de maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles.

Les coûts de restructuration se composent essentiellement d'indemnités de cessation d'emploi et de pertes futures attendues aux termes de contrats de location. En 2015, nous avons 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 afférente aux indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et 2017 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

En 2016, une provision supplémentaire de 44 millions de dollars avant les impôts a été comptabilisée relativement aux variations des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Des sommes d'environ 157 millions de dollars et 22 millions de dollars ont été constatées au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2016, respectivement. En 2015, une somme de 58 millions de dollars avait été inscrite dans les produits à l'état consolidé des résultats, qui se rapportait à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. De plus, une tranche de 44 millions de dollars et une autre, de 22 millions de dollars, ont été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires au bilan consolidé aux 31 décembre 2015 et 2016, respectivement, car il est prévu que ces montants seront recouverts par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures, et une tranche de 8 millions de dollars a été capitalisée en 2015 dans les coûts des projets touchés par la restructuration de l'entreprise.

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
Paievements en trésorerie	(24)	(8)	(32)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99

La durée des mesures de restructuration et de transformation de notre entreprise a été prolongée jusqu'en 2017 en raison de l'acquisition de Columbia; l'initiative sera élargie pour englober les nouvelles synergies qui devraient découler des mesures de réduction des coûts se rapportant à l'acquisition. Les avantages caractérisés par une meilleure efficacité et efficience de l'entreprise se traduiront par des économies au chapitre de la mise en œuvre de nos programmes d'investissement, des coûts transférés aux clients aux termes d'ententes commerciales et réglementaires établies et une croissance du résultat.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur			
Libellés en dollars CA	(452)	(437)	(443)
Libellés en dollars US	(1 127)	(911)	(854)
Incidence du change	(366)	(255)	(90)
	(1 945)	(1 603)	(1 387)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(114)	(47)	(70)
Intérêts capitalisés	176	280	259
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(1 883)	(1 370)	(1 198)
Poste particulier :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(115)	—	—
Intérêts débiteurs	(1 998)	(1 370)	(1 198)

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

- du poste particulier de 115 millions de dollars 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 à une tranche de 6 millions de dollars d'autres coûts liés aux acquisitions. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements;
- 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. Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 84 pour un complément d'information;
- de la dette reprise lors de l'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016;
- taux de change plus élevé sur les intérêts débiteurs afférents aux 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 d'acquisition;
- 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.

Les intérêts débiteurs en 2015 avaient augmenté de 172 millions de dollars par rapport à 2014, un effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme en 2015 et en 2014 compensées en partie par l'arrivée à échéance de titres d'emprunt libellés en dollars canadiens et américains;
- du raffermissement du dollar américain et de son incidence sur les intérêts débiteurs afférents aux titres d'emprunt libellés en dollars américains;
- de la diminution des frais financiers dus aux expéditeurs en 2015 sur les variations des produits nets du réseau principal au Canada;
- de la hausse des intérêts capitalisés due avant tout aux dépenses d'investissement engagées à l'égard des projets de liquides, des projets de GNL et de Napanee, en partie contrebalancée par la baisse des intérêts capitalisés à l'achèvement du prolongement du réseau d'oléoducs Keystone sur la côte du golfe du Mexique au premier trimestre de 2014.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	181	119	61
Libellée en dollars US	181	137	67
Incidence du change	57	39	8
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	419	295	136

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

En 2015, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction avait été supérieure de 159 millions de dollars à celle de 2014 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)	2016	2015	2014
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	71	(111)	(24)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	6	—	—
Activités de gestion des risques	26	(21)	(21)
Intérêts créditeurs et autres	103	(132)	(45)

En 2016, les intérêts créditeurs et autres étaient supérieurs de 235 millions de dollars par rapport à 2015, un effet net :

- des intérêts créditeurs sur le produit brut des reçus de souscription émis pour financer une partie de l'acquisition de Columbia. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus de renseignements;
- 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;
- 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;
- de l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

En 2015, les intérêts créditeurs et autres étaient inférieurs de 87 millions de dollars à ceux de 2014, un effet net :

- des pertes supérieures réalisées en 2015 par rapport à 2014 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains;
- de l'incidence des fluctuations du dollar US sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises.

Charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(841)	(903)	(859)
Postes particuliers :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	429	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(29)	—	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	88	—	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	10	—	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	28	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	10	—	—
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)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	(9)
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	11
Gain à la vente de Gas Pacífico/ INNERGY	—	—	(1)
Activités de gestion des risques	(54)	19	27
Charge d'impôts	(352)	(34)	(831)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a diminué de 62 millions de dollars en 2016 comparativement à 2015 principalement en raison de la baisse des impôts transférés en 2016 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 le résultat avant les impôts plus élevé en 2016 qu'en 2015.

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable avait augmenté de 44 millions de dollars en 2015 comparativement à 2014 principalement en raison de l'augmentation du résultat avant les impôts en 2015 par rapport à 2014 et des variations de la proportion du bénéfice généré au Canada et à l'étranger.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(257)	(205)	(153)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	5	—	—
TC PipeLines, LP – dépréciation de Great Lakes	—	199	—
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(252)	(6)	(153)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a 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 l'écart d'acquisition lié à sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. Ces deux éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable. Lors de la consolidation, nous avons inscrit 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 (en dollars canadiens). La charge de dépréciation de TC PipeLines, LP n'est pas 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 » à la page 106 pour un complément d'information sur le test de dépréciation auquel l'écart d'acquisition a été soumis.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a progressé de 52 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015, en raison surtout de l'acquisition de Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle dans CPPL. En outre, 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, ont occasionné la hausse du bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle par rapport à l'exercice précédent.

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a progressé de 52 millions de dollars en 2015 par rapport à 2014, en raison de la hausse du résultat tiré de la vente, à TC PipeLines, LP, de notre participation résiduelle de 30 % dans GTN en avril 2015 et dans Bison en octobre 2014 et du raffermissement du dollar américain sur le résultat équivalent de TC PipeLines, LP en dollars canadiens.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Dividendes sur les actions privilégiées	(109)	(94)	(97)

En 2016, le dividende versé sur les actions privilégiées a augmenté de 15 millions de dollars par rapport au dividende de 94 millions de dollars versé 2015 et s'est chiffré à 109 millions de dollars 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 », à la page 84, pour plus de renseignements.

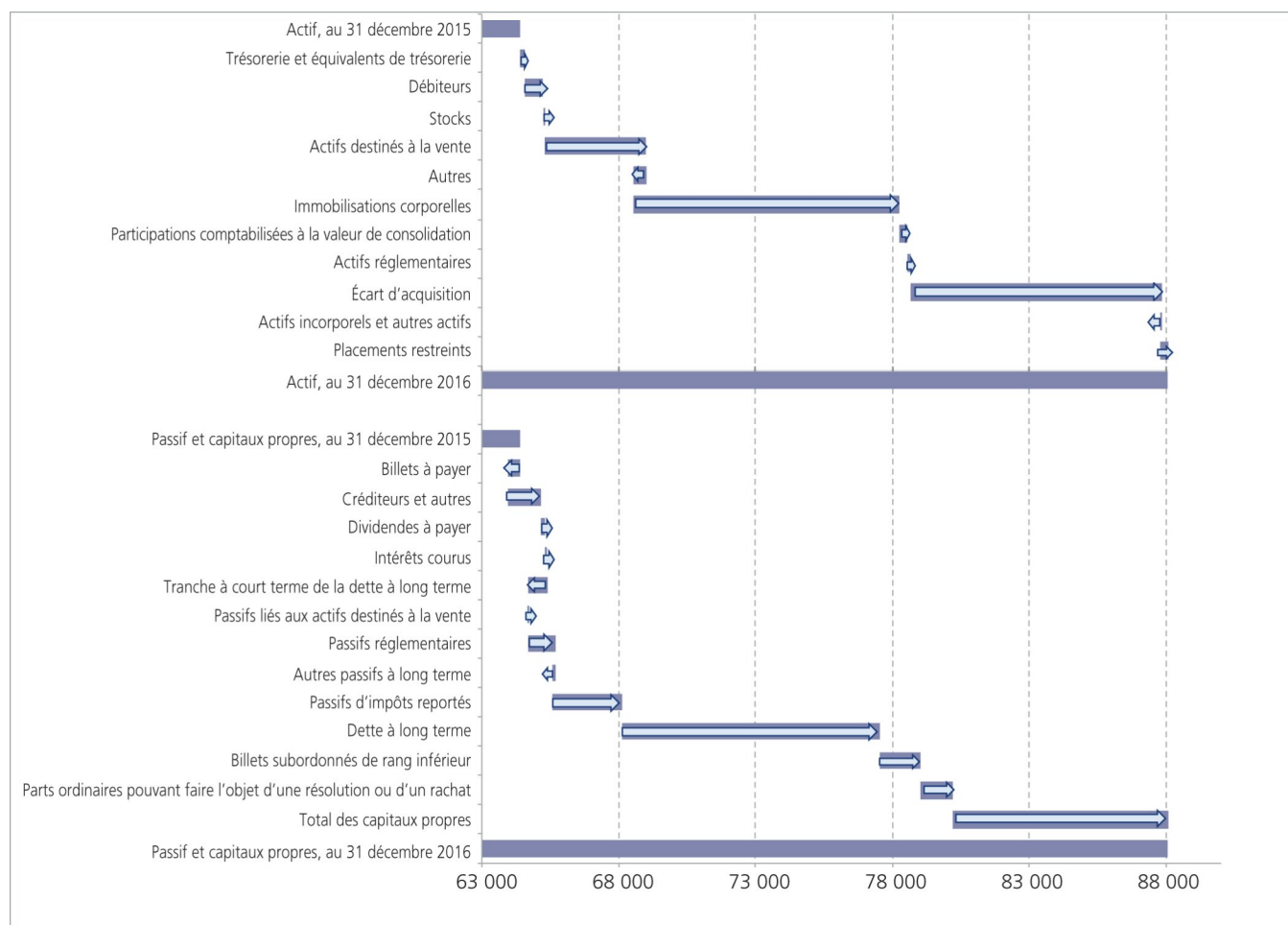
Situation financière

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

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, au RRD, à la gestion du portefeuille, au produit de la cession d'actifs pipeliniers de gaz naturel à TC PipeLines, LP, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2016, l'actif et le passif avait augmenté respectivement de 24 milliards de dollars et de 15 milliards de dollars et les capitaux propres, y compris les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat, avaient augmenté de 9 milliards de dollars par rapport à ce qu'ils étaient au 31 décembre 2015.

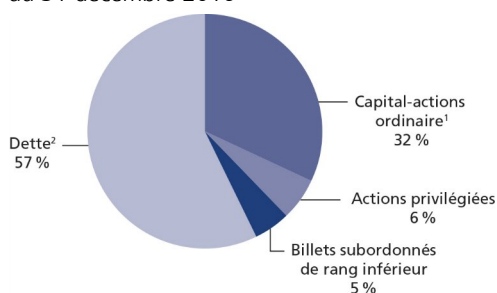


L'acquisition de Columbia, le 1^{er} juillet 2016, et les activités de financement qui y étaient associées ont donné lieu à des hausses marquées de nos actifs, de nos passifs et de nos capitaux propres. La vente prochaine de nos actifs d'électricité dans le nord-est des États-Unis a aussi influé sur le bilan en 2016, car nous avons classé ces actifs dans les actifs destinés à la vente. Mis à part l'acquisition de Columbia, l'augmentation du passif est principalement imputable aux émissions, en 2016, de titres d'emprunts à long terme et de titres d'emprunt subordonnés de rang inférieur d'un montant supérieur aux remboursements ainsi qu'aux passifs réglementaires à la hausse en ce qui a trait au réseau principal au Canada.

Les capitaux propres ont progressé en 2016 du fait surtout des émissions d'actions ordinaires, dont le produit a servi à financer l'acquisition de Columbia, et aux émissions d'actions privilégiées additionnelles.

Structure du capital consolidé

au 31 décembre 2016



1 Comprend nos participations sans contrôle dans TC PipeLines, LP et Portland.

2 Déduction faite de la trésorerie.

Au 31 décembre 2016, nous avons des capacités inutilisées de 2,0 milliards de dollars, de 1,0 milliard de dollars et de 2,8 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 des titres d'emprunt et de capitaux propres.

Au 31 décembre 2016, nous respectons 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)	2016	2015	2014
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 069	4 384	4 226
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(18 783)	(4 879)	(4 291)
	(13 714)	(495)	(65)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	14 007	744	(373)
	293	249	(438)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(127)	112	—
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	166	361	(438)

Nous continuons de financer notre programme d'investissement au moyen des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ainsi que par des activités de financement sur les marchés financiers, les produits du RRD et la gestion du portefeuille, y compris la cession de nos actifs américains de gazoducs à TC PipeLines, LP.

Notre liquidité continuera de tenir compte des flux de trésorerie prévisibles provenant de l'exploitation, des facilités de crédit confirmées, de notre capacité d'accéder aux marchés des titres d'emprunt et de capitaux propres, de la gestion du portefeuille et d'autres cessions de nos actifs américains de gazoducs à TC PipeLines, LP et de nos fonds en caisse.

Le dessaisissement de nos gazoducs aux États-Unis en faveur de TC PipeLines, LP demeure un important levier financier 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 et des approbations du conseil de TC PipeLines, LP et de notre conseil.

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 069	4 384	4 226
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(248)	346	189
Fonds provenant de l'exploitation	4 821	4 730	4 415
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	283	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	52	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	15	—	—
Coûts de restructuration	—	85	—
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	43
Fonds provenant de l'exploitation comparables	5 171	4 815	4 458
Dividendes sur les actions privilégiées	(100)	(92)	(94)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(279)	(224)	(178)
Dépenses d'investissement de maintien, compte tenu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 127)	(937)	(781)
Flux de trésorerie distribuables comparables	3 665	3 562	3 405
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	4,83 \$	5,02 \$	4,81 \$

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation de 2016 ont été supérieures à celles de 2015 en raison de l'augmentation du résultat comparable (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 19) et du 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. La hausse de 2016 par rapport à 2015 est attribuable à l'augmentation du résultat comparable (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 19) ajusté pour tenir compte des éléments hors trésorerie qui suivent : hausse de la charge d'impôts reportés, augmentation de la dépréciation, augmentation de la composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction et progression du bénéfice tiré des participations. Les fonds provenant de l'exploitation comparables tiennent compte également de la hausse des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, principalement en provenance de nos gazoducs aux États-Unis.

Au 31 décembre 2016, notre actif à court terme était supérieur à notre passif à court terme, ce qui a donné lieu à un fonds de roulement excédentaire de 0,4 milliard de dollars. Cet excédent à court terme découle principalement de la vente prochaine de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, qui ont été reclassés dans les actifs destinés à la vente. Si les actifs destinés à la vente n'avaient pas été reclassés dans les éléments à court terme au bilan, le fonds de roulement aurait accusé une insuffisance jugée comme faisant partie du cours normal des activités d'une entreprise en croissance et gérée au moyen :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- de notre accès aux marchés financiers;
- de facilités de crédit non garanties, mais inutilisées, d'une valeur approximative de 9,6 milliards de dollars.

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. Les augmentations survenues entre 2015 et 2016 et entre 2014 et 2015 résultent de la hausse susmentionnée des fonds provenant de l'exploitation qui a été neutralisée en partie par nos dépenses d'investissement de maintien plus élevées surtout en ce qui a trait aux gazoducs de Columbia depuis l'acquisition réalisée le 1^{er} juillet 2016 et à ANR en 2016 et en 2015. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015	2014
Gazoducs au Canada	344	347	355
Gazoducs aux États-Unis	464	298	151
Autres	319	292	275
Dépenses d'investissement de maintien compte tenu des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	1 127	937	781

Sorties nettes liées aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015	2014
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(5 007)	(3 918)	(3 489)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(295)	(511)	(848)
	(5 302)	(4 429)	(4 337)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(765)	(493)	(256)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	(13 608)	(236)	(241)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	6	—	196
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	727	9	12
Montants reportés et autres	159	270	335
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(18 783)	(4 879)	(4 291)

En 2016, nos dépenses en immobilisations ont été principalement engagées pour :

- la construction des gazoducs au Mexique;
- l'expansion des gazoducs de Columbia;
- l'expansion du réseau de NGTL;
- les entrées d'immobilisations relativement au pipeline d'ANR;
- l'expansion du réseau principal au Canada;
- la construction de la centrale électrique de Napanee;
- la construction du pipeline Northern Courier.

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 qu'à la construction de nos gazoducs au Mexique, de Northern Courier et de la centrale électrique de Napanee.

En 2014, nos dépenses en immobilisations avaient été affectées principalement à l'expansion du réseau de NGTL et au prolongement d'ANR, ainsi qu'à la construction de nos gazoducs au Mexique et du latéral et du terminal pétrolier de Houston.

Les coûts engagés pour les projets d'investissement en cours d'aménagement de 2014 à 2016 visaient principalement Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont augmenté en 2016 par rapport à 2015 en raison principalement de nos investissements dans Bruce Power, Grand Rapids et Sur de Texas. Les apports de 2015 avaient été supérieurs à ceux de 2014, essentiellement par suite de nos investissements dans Bruce Power et Grand Rapids.

Le 1^{er} juillet 2016, nous avons acquis la totalité de Columbia pour une contrepartie de 10,3 milliards de dollars US en trésorerie.

Le 31 mars 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 4,87 % dans Iroquois pour un prix d'achat total de 54 millions de dollars US, et le 1^{er} mai 2016, nous avons acquis une participation supplémentaire de 0,65 % pour 7 millions de dollars US. Ces acquisitions ont porté notre participation dans Iroquois à 50 %.

Le 31 mars 2016, nous avons vendu TC Offshore pour 6 millions de dollars.

Le 1^{er} février 2016, nous avons acquis la centrale électrique Ironwood pour une contrepartie en trésorerie de 653 millions de dollars US, compte tenu des ajustements postérieurs à la clôture.

En 2015, nous avons acquis une participation supplémentaire dans Bruce Power. En 2014, nous avons acquis quatre autres installations d'énergie solaire en Ontario et vendu Cancarb et des installations de production d'électricité qui s'y rattachent.

L'augmentation entre 2015 et 2016 des autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation est principalement attribuable aux distributions provenant de Bruce Power. Au deuxième trimestre de 2016, Bruce Power a émis des obligations et effectué des prélèvements sur sa facilité de crédit bancaire dans le cadre du programme visant à financer son programme d'investissement et à verser des distributions à ses partenaires, opérations qui se sont traduites par des distributions de 725 millions de dollars que nous avons reçues.

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(329)	(1 382)	544
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	12 333	5 045	1 403
Remboursements sur la dette à long terme	(7 153)	(2 105)	(1 069)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	1 549	917	—
Dividendes et distributions versés	(1 815)	(1 762)	(1 617)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	7 747	27	47
Actions ordinaires rachetées	(14)	(294)	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	1 474	243	440
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	215	55	79
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	(200)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	14 007	744	(373)

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont établies à 14 milliards de dollars en 2016 principalement en raison des émissions d'actions ordinaires et des facilités de crédit-relais d'acquisition devant servir à financer l'acquisition de Columbia. Les tableaux ci-dessous présentent les variations de nos activités de financement.

Émission de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	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	3,3 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2045	750 US	4,6 %
	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
	Février 2014	Billets de premier rang non garantis	Mars 2034	1 250 US	4,63 %
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 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Avril 2016	Emprunt à terme	Avril 2019	10 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Septembre 2015	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2018	170 US	Variable
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
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 la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis sera affecté au remboursement de ces facilités.

2 Reflète le taux d'intérêt nominal sur la réinstitution du précédent programme d'émission de billets à moyen terme. Les billets ont été émis à prime par rapport à leur valeur nominale, le taux de la nouvelle émission s'établissant à 2,69 %.

Le produit net des émissions susmentionnées, autres que les facilités de crédit-relais d'acquisition, a servi à des fins générales, à financer notre programme d'investissement et à rembourser la dette existante.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

(en millions de dollars)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Février 2017	Facilité de crédit-relais d'acquisition	500 US	Variable
	Janvier 2017	Billets à moyen terme	300	5,1 %
	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	Déventures	150	11,9 %
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	3,4 %
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	500 US	0,875 %
	Janvier 2015	Billets de premier rang non garantis	300 US	4,875 %
	Juin 2014	Déventures	125	11,1 %
	Février 2014	Billets à moyen terme	300	5,05 %
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450	5,65 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Déventures	225	12,2 %
	Juin 2014	Déventures	53	11,2 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

¹ Le produit du placement d'actions ordinaires réalisé en novembre 2016 a servi à rembourser en partie les facilités de crédit-relais d'acquisition.

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

(en millions de dollars)					
Entité	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Août 2016	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,2}	Août 2076	1 200 US	6,125 % ³
	Mai 2015	Billets subordonnés de rang inférieur ^{1,4}	Mai 2075	750 US	5,875 % ⁵

- En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres d'emprunt de premier rang actuels et futurs et aux autres obligations de TCPL. Ils ont été émis à TransCanada Trust (la « fiducie »), filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. Bien que les obligations de la fiducie soient garanties entièrement et inconditionnellement par TCPL, sur une base subordonnée, les résultats de la fiducie ne sont pas consolidés dans les états financiers de TransCanada puisque TCPL n'a pas de participation variable dans la fiducie et que les seuls actifs importants de la fiducie sont des billets subordonnés de rang inférieur de TCPL.
- Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables 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 rachat.
- Le taux d'intérêt est fixé à 6,125 % par année et sera ajusté au TIOL à trois mois majoré de 4,89 % par année à compter d'août 2026 jusqu'en août 2046; d'août 2046 à août 2076, le taux d'intérêt sera ajusté au TIOL à trois mois majoré de 5,64 % par année.
- Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 20 mai 2025, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.
- Le taux d'intérêt est fixé à 5,875 % par année et sera ajusté au TIOL à trois mois majoré de 3,778 % par année à compter de mai 2025 jusqu'en mai 2045; de mai 2045 à mai 2075, le taux d'intérêt sera ajusté au TIOL à trois mois majoré de 4,528 % par année.

Le 15 août 2016, la fiducie, filiale fiduciaire de financement détenue en propriété exclusive par TCPL, a émis des billets de fiducie pour un montant de 1,2 milliard de dollars US à l'attention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,875 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Le produit de l'émission des billets de fiducie a été prêté à TCPL par le biais de la souscription de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,2 milliard de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 6,125 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %.

En mai 2015, la fiducie a émis des billets de fiducie pour un montant de 750 millions de dollars US à l'attention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,625 % les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. Le produit de l'émission des billets de fiducie a été prêté à TCPL par le biais de la souscription de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 750 millions de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %.

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

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. Depuis les dividendes déclarés le 27 juillet 2016, des actions ordinaires sont émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %. À l'heure actuelle, environ 39 % des dividendes versés sur les actions ordinaires déclarés sont désignés pour être réinvestis en actions ordinaires de TransCanada aux termes du RRD.

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

Le 16 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 conclusion de l'acquisition de Columbia.

Le 1^{er} avril 2016, nous avons 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 total de 4,4 milliards de dollars. Les porteurs ont obtenu pour chaque reçu de souscription une action ordinaire à la clôture de l'acquisition de Columbia. Les porteurs ont obtenu, pour chaque reçu de souscription, des paiements d'équivalent de dividendes correspondant aux dividendes déclarés relativement à chaque action ordinaire, le premier paiement ayant été effectué le 29 avril 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 15 avril 2016. Un deuxième paiement d'équivalent de dividendes a été effectué le 29 juillet 2016 aux porteurs inscrits à la fermeture des bureaux le 30 juin 2016. Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2016, des paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars ont été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs et exclus du résultat comparable.

Des intérêts créditeurs de 6 millions de dollars gagnés sur le produit des reçus de souscription pendant qu'il était entier ont aussi été exclus du résultat comparable.

Le 4 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.

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 de nos actions ordinaires, représentant 3 % de nos actions ordinaires alors émises et en circulation, entre le 23 novembre 2015 et le 22 novembre 2016 aux cours en vigueur sur le marché majorés des frais de courtage ou à tout autre prix autorisé par la TSX. Au cours de la période allant de décembre 2015 à janvier 2016, 7,1 millions d'actions ont ainsi été rachetées au prix moyen de 43,36 \$. L'offre publique de rachat dans le cours normal des activités est maintenant expirée et n'a pas été renouvelée. Étant donné l'acquisition de Columbia, nous ne prévoyons pas d'autres rachats dans un avenir prévisible.

Émission, rachat et conversion d'actions privilégiées

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. Les porteurs des actions privilégiées de série 16 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux alors en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 3,85 %. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 15 a été établi pour une période initiale au taux de 4,9 % par an et sera ajusté tous les cinq ans à un taux égal à la somme du taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 3,85 %, et ce taux ne pourra être inférieur à 4,9 % par année.

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. Les porteurs des actions privilégiées de série 14 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal à la somme du taux alors en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours et de 4,69 %. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 13 a été établi pour une période initiale au taux de 5,5 % par an et sera ajusté tous les cinq ans à un taux égal à la somme du taux alors en vigueur pour les obligations du gouvernement du Canada à cinq ans et de 4,69 %, et ce taux ne pourra être inférieur à 5,5 % par année.

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. Ce taux sera ajusté tous les cinq ans.

Le tableau qui suit présente un sommaire des émissions et des conversions d'actions privilégiées au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016 :

	Nombre d'actions émises et en circulation (en milliers)	Rendement actuel ¹	Dividende annuel par action ¹	Prix de rachat par action ²	Date de rachat et d'option de conversion	Droit de convertir en
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif						
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6
Série 6	1 286	Variable ³	Variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5
Série 13	20 000	5,50 %	1,375 \$	25,00 \$	31 mai 2021	Série 14
Série 15	40 000	4,90 %	1,3292 \$	25,00 \$	31 mai 2022	Série 16

1 Les porteurs des actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif ont droit à un dividende trimestriel préférentiel fixe et cumulatif, lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil (exception faite des actions privilégiées de série 6). Les porteurs d'actions privilégiées de série 6 ont droit à un dividende préférentiel cumulatif trimestriel à taux variable lorsqu'un tel dividende est déclaré par le conseil.

2 La société 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 et à chaque cinquième anniversaire de cette date par la suite. De plus, la société peut, à son gré, racheter les actions privilégiées de série 6, en tout temps autre qu'une date désignée au prix de 25,50 \$ l'action, plus tous les dividendes courus et impayés à la date de ce rachat, auquel cas elles sont rachetables à 25,00 \$ l'action, plus tous les dividendes courus et impayés.

3 Le taux variable des dividendes trimestriels des actions privilégiées de série 6 est de 2,073 % au 31 décembre 2016 et il sera ajusté chaque trimestre. Le taux des dividendes a été ajusté, à compter du 30 janvier 2017, à 2,013 % jusqu'au 29 avril 2017, exclusivement.

En juin 2015, les porteurs de 5,5 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 3 ont exercé leur option de conversion en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 4 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 1,28 %. Le taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe applicable aux actions privilégiées de série 3 restantes a été ajusté. Il s'établit ainsi à 2,152 % par année pour cinq ans. Le taux sera ajusté tous les cinq ans.

En mars 2015, nous avons 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. Les porteurs d'actions privilégiées de série 11 auront le droit de convertir leurs actions privilégiées de série 11 en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 12 le 30 novembre 2020 et le 30 novembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 12 auront 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 2,96 %. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 11 a été établi pour sa période initiale à 3,8 % par an.

En décembre 2014, les porteurs de 12,5 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 1 ont exercé leur option de conversion de ces actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 2 et reçoivent un dividende trimestriel à taux variable, à un taux annuel égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 1,92 %. Ce taux sera ajusté chaque trimestre par la suite. Le taux de dividende fixe sur les actions privilégiées de série 1 restantes a été ajusté pour une période de cinq ans au taux de 3,266 % par an. Ce taux sera ajusté tous les cinq ans.

En mars 2014, TCPL a racheté les quatre millions de ses actions privilégiées de série Y à un prix de 50 \$ l'action, majoré d'un dividende couru, mais impayé de 0,2455 \$. La valeur nominale des actions de série Y en circulation était de 200 millions de dollars et comportait un dividende annualisé de 11 millions de dollars.

En janvier 2014, nous avons réalisé un appel public à l'épargne prévoyant l'émission de 18 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 9 au prix de 25 \$ l'action, pour un produit brut de 450 millions de dollars. Les porteurs des actions privilégiées de série 9 auront le droit de convertir ces actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de série 10 le 30 octobre 2019 et le 30 octobre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs des actions privilégiées de série 10 auront droit à des dividendes cumulatifs trimestriels à taux variable, à un taux annuel égal au taux en vigueur pour les bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours majoré de 2,35 %. Le taux fixe des dividendes sur les actions privilégiées de série 9 a été établi pour sa période initiale à 4,25 % par an.

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.

TC PipeLines, LP

Programme d'émission d'actions au cours du marché

Aux termes du programme d'émission d'actions au cours du marché de TC PipeLines, LP (le « programme ACM »), cette dernière peut offrir et vendre des parts ordinaires ayant un prix d'achat global jusqu'à concurrence de 200 millions de dollars US. Notre participation dans TC PipeLines, LP diminue à chacune des émissions d'actions dans le cadre du programme ACM.

En 2016, 3,1 millions de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 164 millions de dollars US. Au 31 décembre 2016, notre participation dans TC PipeLines, LP avait diminué et s'établissait à 26,8 % en raison des émissions réalisées aux termes du programme ACM.

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 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. Aucun porteur de parts n'a revendiqué son droit de résolution ni tenté de l'exercer jusqu'à maintenant, et ce droit expire un an après la date d'achat de la part.

Dessaisissement d'actifs

Le 1^{er} janvier 2016, nous avons conclu la vente d'une tranche de 49,9 % de notre participation totale de 61,7 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP en contrepartie de 223 millions de dollars US, incluant la prise en charge du montant proportionnel de dette de 35 millions de dollars US de PNGTS.

En avril 2015, nous avons conclu la vente de notre participation directe résiduelle de 30 % dans GTN à TC PipeLines, LP pour un prix d'achat global de 457 millions de dollars US. Le produit comporte un versement en trésorerie de 264 millions de dollars US, la prise en charge du montant proportionnel de dette de GTN, à savoir 98 millions de dollars US, et l'émission de nouvelles parts de catégorie B de TC PipeLines, LP pour un montant de 95 millions de dollars US.

En octobre 2014, nous avons vendu notre participation directe résiduelle de 30 % dans Bison à TC PipeLines, LP pour une contrepartie en trésorerie de 215 millions de dollars US.

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, ainsi qu'à des facilités de crédit-relais d'acquisition qui assurent le financement provisoire de l'acquisition de Columbia. 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 31 décembre 2016, nous disposions de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 11,1 milliards de dollars (8,9 milliards de dollars en 2015) et des facilités de crédit-relais d'acquisition de 4,9 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Filiale	Description	Échéance
3 milliards \$	3 milliards \$	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable de TCPL utilisée pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada et à des fins générales	Décembre 2021
2 milliards \$ US	—	TCPL	Engagement de crédit-relais à terme lié à des actifs consortial, confirmé, de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia	Juin 2018
2 milliards \$ US	2 milliards \$ US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL aux États-Unis	Décembre 2017
1,7 milliard \$ US	—	TCPL USA	Engagement de crédit-relais à terme lié à des actifs consortial, confirmé, de rang supérieur pour appuyer l'acquisition de Columbia	Juin 2018
1 milliard \$ US	0,9 milliard \$ US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2017
1 milliard \$ US	1 milliard \$ US	Columbia	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable contractée pour répondre aux besoins généraux de Columbia et donner accès à des liquidités supplémentaires, garantie par TCPL	Décembre 2017
0,5 milliard \$ US	0,5 milliard \$ US	TAIL	Facilité de crédit consortiale confirmée, renouvelable et prorogeable pour appuyer le programme de papier commercial en dollars US de TAIL, garantie par TCPL	Décembre 2017
2,1 milliards \$	0,7 milliard \$	TCPL/TCPL USA	Pour appuyer l'émission de lettres de crédit et donner accès à des liquidités supplémentaires	À vue

Au 31 décembre 2016, 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 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars en 2015).

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 2016 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Billets à payer	774	774	—	—	—
Dettes à long terme (comprend les billets subordonnés de rang inférieur)	44 301	1 838	10 683	4 927	26 853
Contrats de location-exploitation (versements futurs pour divers bureaux, services et matériel, déduction faite des encaissements de sous-location)	1 099	124	222	135	618
Obligations d'achat	6 191	3 602	1 398	397	794
Autres passifs à long terme figurant au bilan	195	19	39	40	97
	52 560	6 357	12 342	5 499	28 362

Dettes à long terme

À la fin de 2016, la dette à long terme s'élevait à 40,2 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 3,9 milliards de dollars, comparativement à 31,5 milliards de dollars et 2,4 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2015.

Le total des billets à payer était de 0,8 milliard de dollars à la fin de 2016, contre 1,2 milliard de dollars à la fin de 2015.

Nous nous efforçons d'étaler les échéances de la dette. L'échéance moyenne pondérée de notre dette à long terme est de 17 ans, mais la majeure partie a 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 2016 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Dettes à long terme	29 033	1 940	3 450	2 955	20 688
Billets subordonnés de rang inférieur	7 767	144	289	289	7 045
	36 800	2 084	3 739	3 244	27 733

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.

Au 31 décembre 2016, nos engagements comprenaient des paiements futurs liés à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. À la clôture de la vente de Ravenswood, nos engagements devaient diminuer de 54 millions de dollars pour 2017 et 2018, de 35 millions de dollars pour 2019 et de 106 millions de dollars pour 2022 et par la suite.

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.

Paievements exigibles (par période)¹

au 31 décembre 2016 (en millions de dollars)	Total	Moins de 12 mois	De 12 à 36 mois	De 37 à 60 mois	Plus de 60 mois
Gazoducs au Canada					
Transport par des tiers ²	267	77	102	63	25
Dépenses d'investissement ³	755	737	17	1	—
Autres	2	2	—	—	—
Gazoducs aux États-Unis					
Transport par des tiers ²	925	179	221	136	389
Dépenses d'investissement ³	77	77	—	—	—
Gazoducs au Mexique					
Dépenses d'investissement ³	2 060	1 555	505	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ³	167	167	—	—	—
Autres	30	6	9	6	9
Énergie					
Achats de produits de base	485	245	221	19	—
Dépenses d'investissement ³	510	407	95	8	—
Autres ⁴	720	75	145	129	371
Siège social					
Technologie de l'information et autres	193	75	83	35	—
	6 191	3 602	1 398	397	794

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 liées aux produits de base en fonction des volumes de livraison.

3 Les montants comprennent les dépenses en immobilisations, les projets d'investissement en cours d'aménagement 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 améliorations apportées au projet.

4 Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'utilisation des installations de stockage du gaz naturel, 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.

Perspectives

Nous aménageons des installations de qualité dans le cadre de notre programme d'investissement à long terme de 71 milliards de dollars. Les actifs d'infrastructure de longue durée visés par le programme sont appuyés par des conventions commerciales à long terme et, une fois en service, ils devraient générer une forte croissance du résultat et des flux de trésorerie.

Notre programme d'investissement de 71 milliards de dollars comprend un montant de 23 milliards de dollars destiné à des projets à court terme et un montant de 48 milliards de dollars destiné à des projets à moyen et à plus long terme et garantis 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, l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre RRD et une combinaison d'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;
- la gestion de portefeuille.

Les autres options de financement possibles comprennent la mise en place d'un programme d'émission au cours du marché de TransCanada Corporation, au besoin, ou encore des émissions distinctes d'actions ordinaires.

GARANTIES

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 2016, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars. La valeur comptable en est estimée à 1 million de dollars.

Sur de Texas et 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 2040.

Au 31 décembre 2016, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait jusqu'à un maximum de 892 millions de dollars. La valeur comptable de ces garanties se chiffrait à 81 millions de dollars et elle a été incluse dans les autres passifs à long terme. 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.

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

Nous nous attendons à capitaliser en 2017 environ 100 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 51 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 20 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2016, nous avons capitalisé 111 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 8 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 52 millions de dollars dans le régime d'épargne et les régimes de retraite à cotisations déterminées. Nous avons également fourni à l'un des régimes de retraite à prestations déterminées une lettre de crédit de 20 millions de dollars en remplacement d'une capitalisation en trésorerie.

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 1^{er} janvier 2017. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2016 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 146 millions de dollars en 2015 à 116 millions de dollars en 2016, en raison surtout des rendements plus élevés que nous nous attendons à tirer des actifs du régime accru.

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

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.

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 intégrons l'évaluation des risques à nos processus décisionnels à tous les niveaux.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie du conseil d'administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques, ce qui comprend la mise en place de systèmes de gestion adéquats afin de gérer les risques, notamment 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 d'audit supervise les activités de gestion des risques financiers menées par la direction; le comité des ressources humaines encadre le renouvellement et la rémunération des membres de la haute direction, la capacité organisationnelle et le risque lié à la rémunération; et 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 à l'aide des rapports présentés régulièrement 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.

Risques opérationnels

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Interruption des activités</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>
<p>Réputation et relations</p> <p>Notre réputation et nos relations sont très importantes avec les collectivités autochtones et nos parties prenantes, telles que, le grand public, les propriétaires fonciers, les gouvernements, les organismes gouvernementaux et les organisations environnementales non gouvernementales.</p>	<p>Ces collectivités autochtones et parties prenantes peuvent avoir une influence considérable sur nos activités d'exploitation, l'aménagement de nos infrastructures et notre réputation en général.</p>	<p>Le cadre de mobilisation des parties prenantes représente notre engagement officiel en matière 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. Par ailleurs, nos politiques en matière de relations avec les Autochtones et les Amérindiens guident notre engagement à l'égard des collectivités autochtones. Nous avons aussi élaboré des programmes à l'intention expresse des parties prenantes, qui définissent nos exigences, évaluent les risques et garantissent la conformité aux lois et aux politiques.</p>
<p>Coûts de réalisation et coûts en capital</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>Dans le cas de certains contrats, nous partageons le coût de ces risques avec les clients en échange de l'avantage potentiel qu'ils pourront obtenir une fois le projet réalisé.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p>Cybersécurité</p> <p>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. TransCanada, comme d'autres sociétés d'infrastructures énergétiques exerçant des activités dans les mêmes territoires que nous et ailleurs dans le monde, doit toujours composer avec les risques liés à la cybersécurité. Divers événements touchant la cybersécurité pourraient être dirigés contre les entreprises du secteur des infrastructures énergétiques.</p>	<p>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.</p>	<p>Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette stratégie 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. Toutefois, ces garanties d'assurance ne couvrent pas les pertes pouvant découler d'un événement touchant la cybersécurité qui, sans entraîner de dommages matériels à nos installations, en empêcherait l'exploitation.</p>

Santé, sécurité et environnement

Le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement (le « comité SSE ») du conseil d'administration de TCPL (le « 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 notre politique de SSE par des rapports réguliers de la direction. Notre système de gestion définit un cadre de gestion des enjeux de SSE 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 de SSE 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 ainsi que divers autres systèmes de gestion internes. Il suit un cycle d'amélioration continue articulé en quatre volets principaux :

- la planification – évaluation du risque et de la réglementation, objectifs et cibles, structure et responsabilités;
- la mise en application – conception et mise en application des programmes, plans, procédures et pratiques visant la gestion du risque opérationnel;
- l'évaluation – gestion des documents et des registres, communication et production de rapports;
- l'action – audit et examen constants de la performance en matière de SSE.

Le comité SSE examine la performance en SSE et la gestion des risques. 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;
- les faits nouveaux en matière de législation et de réglementation et la conformité connexe.

Le comité SSE reçoit également des mises à jour sur les examens menés par la direction dans des domaines spécifiques de toute revue de gestion du risque opérationnel et du risque de construction et les résultats des plans d'action correctifs découlant des vérifications internes et celles menées par des tiers.

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de notre infrastructure existante et nouvellement aménagée 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 2016, nous avons engagé 809 millions de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 6 millions de dollars de plus qu'en 2015. Les dépenses consacrées à l'intégrité en 2016 tenaient compte des actifs obtenus dans le cadre de l'acquisition de Columbia réalisée en 2016 de même que des travaux de réparation d'une fuite du réseau d'oléoducs Keystone et de la remise en état du pipeline dégradé, dans le Dakota du Sud. Les dépenses consacrées à l'intégrité des pipelines fluctuent en fonction 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. Conformément aux modèles réglementaires

approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, elles n'influent guère sur notre résultat. Selon les contrats visant le réseau d'oléoducs Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent habituellement pas sur notre résultat.

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.

Les principaux risques environnementaux que nous encourons ont trait :

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

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.

Respect des exigences et responsabilités en matière d'environnement

Nos installations sont assujetties 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 déversements d'eaux usées et de la gestion des déchets. Nos installations doivent obtenir tout un éventail d'enregistrements, de licences, de permis et d'autorisations et se 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 peuvent être importants ou sont incertains, nous travaillons de façon indépendante ou en collaboration avec des associations industrielles afin de présenter des commentaires au sujet des propositions avancées.

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 le montant ou le moment de toutes 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 2016, nous avons inscrit environ 39 millions de dollars relativement à ces obligations (32 millions de dollars en 2015), 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.

Risque lié à la réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre

Nous détenons des actifs et nous avons des intérêts commerciaux dans diverses régions où une réglementation a été adoptée en matière d'émissions industrielles de GES, y compris des politiques de tarification. En 2016, nous avons comptabilisé des charges de 62 millions de dollars (59 millions de dollars en 2015) à l'égard des programmes de tarification des GES. Diverses initiatives ayant pour but la réduction des émissions de GES par des moyens directs ou indirects 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 prévoyons que, pour la plupart, nos installations seront visées par une réglementation ou une autre en vue de la gestion des émissions de GES.

Politiques en vigueur

- En 2015, l'Environmental Protection Agency 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. Nous continuerons de suivre l'évolution de cette affaire.
- 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, y compris les CAE de Sundance et de Sheerness jusqu'au 7 mars 2016, sont assujettis au règlement SGER. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs à même les droits payés par les clients. Une partie des coûts de conformité de nos actifs énergétiques sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture. En 2016, nous avons annoncé notre intention de résilier les CAE en Alberta; le transfert à l'Alberta Balancing Pool a eu lieu le 10 janvier 2017.
- 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 (« WCI »). Au Québec, la centrale de cogénération de Bécancour doit compenser ses émissions de GES. 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.
- Les États du nord-est des États-Unis membres de la RGGI ont mis en œuvre un programme de plafonnement et d'échange de CO₂ visant les producteurs d'électricité. Le programme s'applique tant à la centrale de Ravenswood qu'à celle d'Ocean State Power. Nous prévoyons procéder à la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis au premier semestre de 2017, sous réserve de l'approbation des organismes de réglementation et de l'obtention des autres autorisations nécessaires.

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 pourrait étendre 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 avons déjà prévues.
- Le gouvernement de l'Alberta a annoncé en 2015 une nouvelle politique sur les changements climatiques, le Climate Leadership Plan (« CLP »). Cette politique est appelée à remplacer le règlement SGER en proposant dès 2018 un barème de tarification des GES fondé sur des normes de performance. La redevance sur le carbone de l'Alberta, instituée en janvier 2017, est une autre composante du CLP. Les installations visées par les exigences du règlement SGER ou des normes de performance en sont exonérées.

- L'Ontario a institué son programme de plafonnement et d'échange dans le cadre de la WCI le 1^{er} janvier 2017. Les actifs du réseau principal au Canada qui traversent la province de même que Bruce Power LP sont tenus par la loi de participer à ce programme.
- 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. Les postes de compression de Gas Transmission Northwest, dans l'État de Washington, pourraient être visés par ces normes dès 2017.

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 influencer 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. Nous avons recours à des contrats à terme de gré à gré et normalisés visant le change et les produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. Nous concluons des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base;
- 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. Nous concluons des contrats d'option pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

Risque lié au prix des produits de base

Nous utilisons un certain nombre de stratégies pour réduire le risque lié aux fluctuations de prix des produits de base, notamment :

- nous concluons des contrats de vente à prix fixe de durées variables 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 atténuer les risques liés à l'exploitation et au prix de notre portefeuille d'actifs;
- nous achetons à l'avance une partie du gaz naturel requis pour alimenter 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 par nos actifs ou achetée à prix fixe, ce qui réduit le risque lié aux fluctuations de prix des produits de base;
- nous avons recours à des instruments dérivés pour négocier des positions compensatrices ou adossées et ainsi gérer le risque lié au prix des produits de base créé par les différences entre les prix fixes et les prix variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison.

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 influencer sur notre bénéfice net. Compte tenu de l'expansion continue de nos activités libellées en dollars US, cette exposition s'accroît. La majeure partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

Notre dette est assortie d'un taux d'intérêt variable, ce qui fait que nous sommes assujettis à un risque lié au taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. 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

2016	1,33
2015	1,28
2014	1,10

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en grande partie enrayée par les intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US, 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)	2016	2015	2014
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	970	569	502
BAII comparable des gazoducs au Mexique	218	132	119
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	493	633	561
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis	291	309	264
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	181	137	67
Intérêts sur la dette à long terme libellée en dollars US	(1 127)	(911)	(854)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	22	109	154
Participations sans contrôle et autres aux États-Unis	189	16	137
	1 237	994	950

Instruments dérivés désignés en tant que 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 :

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2016		2015	
	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 2017 à 2019) ²	(425)	2 350 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2017)	(7)	150 US	50	1 800 US
	(432)	2 500 US	(680)	4 950 US

1 Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

2 Le bénéfice net consolidé comprenait en 2016 des gains réalisés nets de 6 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars en 2015) liés à la composante en intérêts des règlements de swaps de devises.

Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

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)	2016	2015
Montant nominal	26 600 (19 800 US)	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	29 400 (21 900 US)	23 800 (17 200 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;
- aux billets à recevoir.

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. À la fin de l'exercice 2016, il n'y avait aucune créance irrécouvrable importante et aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur. 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) au 31 décembre 2016 (248 millions de dollars (179 millions de dollars US) en 2015). Ce montant est garanti par la société mère de la contrepartie et il devrait être entièrement recouvrable.

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 pipeliniers réglementés au Canada, le risque de crédit lié aux contreparties est 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 pour une période de 12 mois afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles.

Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 84 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 que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés. Nous ne sommes au courant d'aucune possibilité d'action en justice, autre que celle décrite à la page 57 concernant Keystone XL, qui aurait des 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 la période close le 31 décembre 2016, 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 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 2016 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 2016, le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace.

Notre évaluation n'a pas porté sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Columbia, société acquise le 1^{er} juillet 2016. La décision d'exclure Columbia de la portée de notre évaluation l'année de son acquisition est conforme aux directives de la SEC et considérée comme une pratique courante pour les entités récemment acquises.

Les actifs attribuables à Columbia au 31 décembre 2016 représentaient environ 13 % du total de notre actif à la même date, et les produits attribuables à Columbia pour la période allant du 1^{er} juillet 2016 au 31 décembre 2016 correspondent à environ 7 % du total de nos produits pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2016 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 2016 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

Notre contrôle interne à l'égard de l'information financière comprend maintenant les systèmes, les processus et les contrôles de Columbia de même que des contrôles additionnels que nous avons conçus afin de consolider de façon exacte et exhaustive les résultats de Columbia. Mis à part ces changements, aucune modification n'a été apportée au contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société 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 chacun des gazoducs réglementés et certains projets de pipelines de liquides 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 la tarification au cours d'exercices futurs.

Actifs et passifs réglementaires

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2016	2015
Actifs réglementaires		
Actif à long terme	1 322	1 184
Actif à court terme (inclus dans les autres actifs à court terme)	33	85
Passifs réglementaires		
Passif à long terme	2 121	1 159
Passif à court terme (inclus dans les créditeurs et autres)	178	44

Perte de valeur des actifs à long terme et de l'écart d'acquisition

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles 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.

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.

En 2015, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une charge de 2 891 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et des projets connexes;
- une perte de 43 millions de dollars après les impôts au titre d'un équipement de turbine du secteur de l'énergie.

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 dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation une charge de dépréciation hors trésorerie de 21 millions de dollars après les impôts représentant la valeur comptable de notre participation dans ASTC Partnership.

Keystone XL

Au 31 décembre 2016, nous avons examiné notre participation résiduelle dans Keystone XL et les projets connexes d'une valeur comptable de 526 millions de dollars (621 millions de dollars en 2015) 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 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. La charge de dépréciation comprend également des frais de résiliation qui pourront être engagés dans l'avenir si le projet est abandonné définitivement.

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. Divers autres projets ont récemment été évalués pour voir s'il était possible d'utiliser cet équipement. Nous avons déterminé qu'à l'heure actuelle, il nous est impossible d'utiliser cet actif de manière économique étant donné que nous n'avons aucune activité ni aucun projet qui nous permettrait de l'intégrer. Par conséquent, au 31 décembre 2015, nous avons comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 59 millions de dollars (43 millions de dollars après les impôts) qui correspondait à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimative des turbines, laquelle a été déterminée d'après une évaluation indépendante fondée sur une comparaison avec des actifs semblables disponibles à la vente sur le marché.

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 évaluons 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 :

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 fondons nos évaluations sur nos prévisions des flux de trésorerie futurs, ce qui exige le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des facteurs suivants :

- taux d'actualisation;
- prix des produits de base et de capacité;
- hypothèses au sujet de l'offre et de la demande sur le marché;
- occasions de croissance;
- niveaux de production;
- concurrence livrée par d'autres sociétés;
- modifications d'ordre réglementaire.

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

Par suite de renseignements obtenus lors du processus de monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, il a été établi 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 dans les actifs destinés à la vente.

La juste valeur estimative de l'entreprise de transport de gaz naturel 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 l'incidence de l'évolution de l'approvisionnement en gaz naturel sur ce marché et la modification des possibilités qui s'offrent à nous d'accroître l'utilisation de Great Lakes, telles que nous les entrevoyons. Bien que les conditions changeantes sur le marché et d'autres facteurs influant sur la performance financière à long terme de Great Lakes soient restés relativement stables, 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 386 millions de dollars US au 31 décembre 2016 (386 millions de dollars US en 2015).

Au 31 décembre 2016, la juste valeur estimative d'ANR dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. La juste valeur de cette unité d'exploitation a été évaluée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité d'ANR à réaliser sa valeur à long terme concernent les tendances que suit la valeur des services de stockage offerts par l'unité d'exploitation, la croissance constante de ses actifs et le dénouement favorable des dossiers tarifaires à venir. Par suite de l'évolution incessante du contexte commercial, nous avons revu à la baisse les prévisions à long terme portant sur les flux de trésorerie de l'unité d'exploitation comparativement aux flux de trésorerie qui ont été utilisés aux fins des tests de dépréciation précédents. Il existe un risque que des réductions continues des flux de trésorerie prévisionnels futurs et des modifications défavorables apportées aux autres hypothèses clés donnent lieu à une dépréciation future visant une partie de l'écart d'acquisition se rapportant à ANR. Le solde de cet écart d'acquisition se chiffrait à 1,9 milliard de dollars US (1,9 milliard de dollars US en 2015) au 31 décembre 2016.

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 centrales hydroélectriques, de nos oléoducs, 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

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

Instrument financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

La juste valeur des billets à recevoir est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. 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 est égale à 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.

Instrument dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Nous appliquons la comptabilité de couverture aux instruments dérivés admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture. La tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie et du montant net des investissements dans des établissements étrangers est constatée dans les autres éléments du résultat étendu de la période au cours de laquelle surviennent les variations. La tranche inefficace est inscrite dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'opération sous-jacente. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme couverture de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net, soit dans les intérêts créditeurs et autres, soit dans les intérêts débiteurs.

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 à la fin de l'exercice 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 aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage ou d'autres techniques d'évaluation ont été utilisés. Le calcul de la juste valeur des instruments dérivés tient compte du risque de crédit.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

aux 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	
Autres actifs à court terme	376	442	
Actifs incorporels et autres actifs	133	168	
Créditeurs et autres	(607)	(926)	
Autres passifs à long terme	(330)	(625)	
	(428)	(941)	

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.

aux 31 décembre 2016				
(en millions de dollars)	Total de la juste valeur	2017	2018 et 2019	2020 et 2021
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction				
Actif	480	362	103	15
Passif	(486)	(368)	(115)	(3)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Actif	29	14	15	—
Passif	(451)	(239)	(212)	—
	(428)	(231)	(209)	12

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)	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base ²	123	(37)
Change	25	(21)
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(204)	(151)
Change	62	(112)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(167)	(179)
Change	(101)	—
Taux d'intérêt	4	8

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 Après que nous avons annoncé, en mars 2016, notre intention de vendre les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, des pertes de 49 millions de dollars et des gains de 7 millions de dollars (néant en 2015) ont été comptabilisés dans le bénéfice net de 2016 au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération sous-jacente ne se produirait pas en raison de la vente à venir.

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)	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Produits de base	39	(92)
Taux d'intérêt	5	—
	44	(92)
Reclassement des gains et des (pertes) sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	57	128
Taux d'intérêt ³	14	16
	71	144
Pertes sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Produits de base ²	—	—

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

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 2016, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 19 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015), et les garanties fournies dans le cours normal des affaires étaient de néant (néant en 2015). Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2016, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties supplémentaires de 19 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015). 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 2016

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

En janvier 2015, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Cette mise à jour élimine le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu d'incidence sur nos états financiers consolidés.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Ces directives obligent désormais les entités à réévaluer si elles doivent consolider certaines entités juridiques et elle élimine la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont pas modifié nos conclusions concernant la consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent dans les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Comptabilisation des intérêts

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon ces directives, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe, comme le sont les escomptes ou les primes relatifs aux titres d'emprunt. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et ont entraîné un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt auparavant comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction de leur passif correspondant au bilan consolidé.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié des directives ayant pour but de simplifier la comptabilisation des ajustements de période d'évaluation dans le cas d'un regroupement d'entreprises. Selon les directives modifiées, l'acquéreur doit comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. Dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, l'acquéreur doit aussi comptabiliser l'incidence sur le résultat des variations de l'amortissement, ainsi que les autres éventuels effets sur les résultats, du fait de la modification des montants provisoires, incidence calculée comme si la comptabilisation avait été effectuée à la date d'acquisition. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Classement de certaines entrées et sorties de trésorerie

En août 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui clarifient comment les entités doivent classer certaines entrées et sorties de trésorerie à l'état des flux de trésorerie. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2018, mais puisque l'adoption anticipée est permise, la société a décidé de les appliquer de façon rétrospective au 31 décembre 2016. L'application de ces nouvelles directives n'a pas eu d'incidence significative sur le classement des coûts de remboursement anticipé ou d'extinction d'une dette, des contreparties conditionnelles versées après un regroupement d'entreprises, du produit du règlement d'une demande d'indemnisation d'assurance et du produit du règlement d'une assurance vie détenue par une société. Nous avons choisi de classer les distributions reçues de participations comptabilisées à la valeur de consolidation en fonction de la nature des distributions, car cette manière de faire est plus représentative de la nature des activités sous-jacentes des participations qui ont généré les distributions. Par conséquent, les distributions reçues de participations comptabilisées à la valeur de consolidation au cours des périodes correspondantes ont été reclassées des activités d'investissement aux flux de trésorerie liés à l'exploitation à l'état consolidé des flux de trésorerie.

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 tirés des contrats conclus avec des clients. Les directives actuelles permettent la constatation des produits d'exploitation lorsque certains critères sont réunis. Les nouvelles directives exigeront qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle à cinq étapes. Ce modèle reflète 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. Nous adopterons la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme :

1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application.

Nous évaluons actuellement les deux méthodes d'adoption dans le cadre de notre analyse. Nous avons dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et nous avons entrepris une analyse de chaque contrat ou groupe de contrats afin de déterminer les différences importantes qui découleront de la mise en œuvre de la nouvelle norme et son incidence sur les produits d'exploitation. À mesure que se poursuit notre analyse des contrats, nous quantifierons aussi l'incidence, le cas échéant, sur les produits d'exploitation des périodes précédentes.

Nous apporterons tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux obligations d'information de la nouvelle norme. Comme nous sommes actuellement à évaluer l'incidence de ces directives, nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les nouvelles directives, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, 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 en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront de manière prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

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 seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et nous n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. Selon ces nouvelles directives, les preneurs à bail doivent comptabiliser, au bilan, la plupart des contrats de location, y compris les contrats de location-exploitation, en tant qu'actifs et passifs faisant l'objet de contrats de location. Par ailleurs, les preneurs à bail peuvent devoir réévaluer les hypothèses relatives aux contrats de location existants et fournir de plus amples informations qualitatives et quantitatives. La nouvelle norme ne propose pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. Ces directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019, mais nous envisageons de l'adopter de manière anticipée. Nous identifions actuellement les contrats de location existants qui pourraient avoir un effet sur nos états financiers consolidés par suite de l'adoption de ces nouvelles directives.

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. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. Nous ne prévoyons pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative 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. Le cas échéant, lorsqu'une augmentation d'une participation est admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, les nouvelles directives éliminent l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et seront appliquées de façon prospective. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative 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. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. Nous ne nous attendons pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

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

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un seul décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV »), il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Les nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017, et nous ne nous attendons pas à ce que leur adoption ait une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts 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 1^{er} janvier 2018, seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. L'adoption anticipée est permise. 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.

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 total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant des liquidités soumises 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. Ces montants 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, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront appliquées de façon rétrospective. L'adoption anticipée est permise. 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.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU BAI COMPARABLE AU BÉNÉFICE SECTORIEL

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016	2015	2014
BAIIA comparable			
Gazoducs - Canada	2 246	2 258	2 275
Gazoducs - États-Unis	1 683	974	767
Gazoducs - Mexique	333	215	164
Pipelines de liquides	1 166	1 309	1 046
Énergie	1 289	1 260	1 333
Siège social	(70)	(108)	(64)
BAIIA comparable	6 647	5 908	5 521
Amortissement	(1 939)	(1 765)	(1 611)
BAII comparable	4 708	4 143	3 910
Postes particuliers :			
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	(1 085)	—	—
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	(844)	—	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	(332)	—	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	(179)	—	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	(52)	—	—
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)	—
Gain à la vente de Cancarb	—	—	108
Résiliation du contrat avec Niska	—	—	(43)
Gain à la vente de Gas Pacífico/ INNERGY	—	—	9
Activités de gestion des risques ¹	123	(37)	(53)
Bénéfice sectoriel	2 313	101	3 931

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2016	2015	2014
Installations énergétiques au Canada	4	(8)	(11)
Installations énergétiques aux États-Unis	113	(30)	(55)
Liquides	(2)	—	—
Stockage de gaz naturel	8	1	13
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	123	(37)	(53)

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

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

2016	T4	T3	T2	T1
Produits	3 619	3 632	2 751	2 503
(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 \$

2015	T4	T3	T2	T1
Produits	2 851	2 944	2 631	2 874
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	(2 458)	402	429	387
Résultat comparable	453	440	397	465
Résultat comparable par action ordinaire	0,64 \$	0,62 \$	0,56 \$	0,66 \$
Données sur les actions				
(Perte nette) bénéfice net par action ordinaire - de base et dilué(e)	(3,47) \$	0,57 \$	0,60 \$	0,55 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$	0,52 \$

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 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 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 sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de restructuration de 6 millions de dollars après les impôts se rapportant aux pertes futures supplémentaires attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivent dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficacité de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2016 sont exclus :

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, dont une charge de 67 millions de dollars après les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste, aux indemnités de cessation d'emploi et aux frais d'intégration;
- des recouvrements d'impôts de 28 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers de l'usine et du matériel du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation du quatrième trimestre de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 3 millions de dollars après les impôts 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 sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta par suite de notre décision de résilier les CAE;
- une charge de 26 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia;

- une charge de 6 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une perte supplémentaire de 3 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore, conclue le 31 mars 2016.

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2015 étaient exclus :

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

Au troisième trimestre de 2015, le résultat comparable excluait une charge de 6 millions de dollars après les impôts liée aux indemnités de cessation d'emploi dans le cadre d'une restructuration visant à maximiser l'efficacité et l'efficience des activités actuelles de la société.

Du résultat comparable du deuxième trimestre 2015 étaient exclus un ajustement de 34 millions de dollars de la charge d'impôts en raison d'une augmentation du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015, de même qu'une charge de 8 millions de dollars après les impôts pour des indemnités de cessation d'emploi découlant principalement de la restructuration de notre groupe responsable des projets majeurs en raison des délais survenus pour certains projets majeurs et dans l'objectif d'augmenter l'efficacité de notre exploitation.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016	2015
Gazoducs – Canada	379	423
Gazoducs – États-Unis	416	99
Gazoducs – Mexique	105	41
Pipelines de liquides	218	(3 416)
Énergie	(571)	77
Siège social	(71)	(144)
Total du bénéfice (de la perte) sectoriel(le)	476	(2 920)
Intérêts débiteurs	(542)	(380)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	97	91
Intérêts créditeurs et autres	(15)	(11)
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	16	(3 220)
(Charge) recouvrement d'impôts	(274)	646
Perte nette	(258)	(2 574)
(Perte nette) bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(68)	139
Perte nette attribuable aux participations assurant le contrôle	(326)	(2 435)
Dividendes sur les actions privilégiées	(32)	(23)
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(358)	(2 458)
Perte nette par action ordinaire – de base et diluée	(0,43) \$	(3,47) \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2016, la perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 2 100 millions de dollars (3,04 \$ par action) pour se chiffrer à 358 millions de dollars (0,43 \$ par action) comparativement à la même période en 2015. La perte nette par action ordinaire tient compte de l'effet dilutif de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires en 2016.

Les résultats 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 l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de restructuration de 6 millions de dollars après les impôts se rapportant aux pertes futures supplémentaires attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'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.

Les résultats de 2015 comprenaient :

- une charge de dépréciation de 2 891 millions de dollars après les impôts inscrite sur la valeur comptable de notre participation dans Keystone XL et les projets connexes;
- une provision pour perte de 86 millions de dollars après les impôts liée à la vente de TC Offshore dont la clôture a eu lieu au début de 2016;

- une charge nette de 60 millions de dollars après les impôts liée à notre initiative de restructuration et de transformation de l'entreprise, dont 28 millions de dollars principalement pour les coûts relatifs aux indemnités de cessation d'emploi de 2015 et une provision de 32 millions de dollars au titre des indemnités de cessation d'emploi prévues pour 2016 et des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'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;
- une charge de 43 millions de dollars après les impôts liée à la perte de valeur d'un équipement de turbine appartenant à notre secteur de l'énergie et détenu pour une utilisation future;
- une charge de 27 millions de dollars après les impôts liée au règlement par Bruce Power liée 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 dépréciation de la participation comptabilisée à la valeur de consolidation de TC PipeLines, LP dans Great Lakes.

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 de la perte nette et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2016	2015
Perte nette attribuable aux actionnaires ordinaires	(358)	(2 458)
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	870	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	68	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	67	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	18	—
Coûts de restructuration	6	60
Perte sur la vente de TC Offshore	—	86
Charge de dépréciation liée à Keystone XL	—	2 891
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	—	43
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	(45)	3
Résultat comparable	626	453
Perte nette par action ordinaire	(0,43) \$	(3,47) \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente	1,05	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	0,08	—
Coûts liés à l'acquisition – Columbia	0,08	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	0,02	—
Coûts de restructuration	0,01	0,08
Perte sur 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
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	(0,06)	0,01
Résultat comparable par action ordinaire	0,75 \$	0,64 \$

1	trimestres clos les 31 décembre		
	(en millions de dollars)	2016	2015
	Installations énergétiques au Canada	1	(1)
	Installations énergétiques aux États-Unis	97	(8)
	Commercialisation des liquides	4	—
	Stockage de gaz naturel	(1)	(1)
	Change	(23)	4
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(33)	3
	Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	45	(3)

Résultat comparable

Le résultat comparable a augmenté de 173 millions de dollars, ou 0,11 \$ par action, pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période en 2015. Le résultat comparable par action de 2016 tient compte de l'effet dilutif de l'émission de 161 millions d'actions ordinaires en 2016.

L'augmentation du résultat comparable en 2016 est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation du résultat tiré des gazoducs aux États-Unis attribuable au résultat supplémentaire provenant de Columbia après son acquisition, le 1^{er} juillet 2016, et à l'augmentation des produits de transport d'ANR provenant de la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1^{er} août 2016;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt et à la diminution des intérêts capitalisés;
- la hausse du résultat des gazoducs au Mexique, essentiellement grâce aux produits dégagés par le gazoduc Topolobampo depuis juillet 2016;
- le recul du résultat des pipelines de liquides découlant de l'incidence nette de la diminution des volumes sur Marketlink et de la hausse des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- le résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la hausse des prix réalisés sur les volumes produits et de la résiliation des CAE en Alberta;
- le résultat supérieur des activités de stockage de gaz naturel en raison de l'élargissement des écarts sur les prix réalisés sur le stockage.

Le raffermissement du dollar américain au cours de la période écoulée depuis le début de l'exercice par rapport à la même période en 2015 a eu un effet positif sur les résultats libellés en devises de nos entreprises aux États-Unis et au Mexique lors de leur conversion, de même que les gains réalisés sur les opérations de couverture du change utilisées pour gérer notre exposition. Toutefois, cet effet a été annulé en partie par une hausse correspondante des intérêts débiteurs sur la dette libellée en dollars américains.

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada ont diminué de 44 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à celui de la même période de 2015, principalement 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 bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015, principalement grâce à la hausse des revenus incitatifs, en partie annulée par une base d'investissement moyenne moindre et l'accroissement des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2016.

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015, principalement en raison des nouvelles installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2016.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 317 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période de 2015 essentiellement grâce à l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2016 comprend une charge de 11 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2015 comprenait une provision pour perte de 125 millions de dollars avant les impôts (86 millions de dollars après les impôts) liée à la conclusion de la convention de décembre 2015 visant la vente de TC Offshore, qui a eu lieu au début de 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis du trimestre clos le 31 décembre 2016 a augmenté de 213 millions de dollars US par rapport à celui de la même période de 2015. Il s'agit de l'effet net découlant des éléments suivants :

- le résultat de Columbia, à hauteur de 186 millions de dollars US, après l'acquisition réalisée le 1^{er} juillet 2016;
- l'augmentation des produits tirés du transport dégagés par ANR en raison de la hausse des tarifs faisant suite au règlement tarifaire qui est entré en vigueur le 1^{er} août 2016, de l'accroissement des produits tirés du transport de l'axe principal sud-est et de la diminution des travaux servant à assurer l'intégrité des pipelines, facteurs contrebalancés en partie par la baisse des ventes de produits de base connexes;
- la diminution des revenus de transport de Great Lakes.

L'amortissement a augmenté de 60 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période de 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016 et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire entré en vigueur le 1^{er} août 2016.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 64 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015. Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique est l'équivalent du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 49 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à celui de 2015, en raison de l'incidence nette :

- du 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, et 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;
- du résultat supplémentaire de Mazatlán. La construction est terminée, et le recouvrement et la comptabilisation de produits conformément aux modalités du contrat de transport ont commencé en décembre 2016.

L'amortissement a augmenté de 4 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015 en raison du début de l'amortissement du gazoduc Topolobampo.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 3 634 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015. Il comprenait une charge avant les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels sont passés en charges en attendant l'avancement du projet, et 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 découlant du refus du permis présidentiel aux États-Unis. 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.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a diminué de 34 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à celui de la même période de 2015. La diminution est principalement imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des volumes sur Marketlink;
- l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport grandissant de l'entreprise de commercialisation des liquides;
- la réduction des activités d'expansion des affaires.

L'amortissement a augmenté de 7 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015 en raison de la mise en service de nouvelles installations.

Énergie

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 648 millions de dollars pour s'établir à une perte sectorielle de 571 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période de 2015. Il comprend les postes particuliers suivants :

- une perte de 839 millions de dollars avant 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 829 millions de dollars avant les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de 10 millions de dollars avant les impôts relatifs à la monétisation;
- 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;
- 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 nouveau 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 de la dette de Bruce Power 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 d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés aux prix des produits de base auxquels nous sommes exposés, comme suit :

Activités de gestion des risques (en millions de dollars, avant les impôts)	trimestres clos les 31 décembre	
	2016	2015
Installations énergétiques au Canada	1	(1)
Installations énergétiques aux États-Unis	97	(8)
Stockage de gaz naturel	(1)	(1)
Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	97	(10)

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

Après avoir annoncé, le 17 mars 2016, notre intention de monétiser notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, nous avons dû cesser d'appliquer la comptabilité de couverture à certaines couvertures de flux de trésorerie. Ce changement, de même que le volume accru de nos activités de gestion des risques provoqué par l'élargissement de notre clientèle sur le marché de PJM, a contribué à l'augmentation de la volatilité des activités de gestion des risques des installations énergétiques aux États-Unis.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a augmenté de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, essentiellement un effet net :

- du résultat supérieur des installations énergétiques de l'Ouest en raison de la hausse des prix réalisés sur les volumes produits et de la résiliation des CAE en Alberta;
- de la hausse du résultat des installations de stockage de gaz naturel par suite de l'élargissement des écarts sur les prix du stockage réalisés.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques de l'Ouest a augmenté de 27 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, en raison surtout de la hausse des prix réalisés sur les volumes produits et de la résiliation des CAE en Alberta.

Le BAIIA comparable pour les installations énergétiques de l'Est a reculé de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015.

Le BAIIA comparable de Bruce Power est demeuré stable pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison de l'accroissement de notre participation et de la hausse des prix réalisés, en partie annulés par la baisse des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation en 2015.

Le BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis a baissé de 6 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la même période en 2015, principalement en raison de l'incidence nette :

- de la diminution des produits tirés de la capacité attribuable à la baisse des prix de capacité réalisés dans la région de New York, en partie compensée par la comptabilisation d'indemnités d'assurance à Ravenswood;
- des indemnités d'assurance comptabilisées en 2015 liées à l'arrêt d'exploitation imprévu des installations de Ravenswood qui s'est produit en 2008;
- du résultat supérieur découlant de l'acquisition de la centrale Ironwood le 1^{er} février 2016;
- des marges plus élevées et de l'augmentation des ventes à des clients des secteurs de gros, commercial et industriel sur les marchés de PJM et de la Nouvelle-Angleterre.

Le BAIIA comparable pour le stockage de gaz naturel a augmenté de 14 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 comparativement à la même période en 2015, principalement en raison de l'augmentation des produits tirés du stockage pour des tiers découlant de l'accroissement des écarts sur les prix réalisés pour le stockage de gaz naturel.

La perte du secteur Siège social a diminué de 73 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2016 par rapport à la période correspondante de 2015 et comprend les postes particuliers suivants, exclus du BAII comparable :

- les coûts d'acquisition et d'intégration associés à l'acquisition de Columbia;
- les coûts de restructuration liés aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Le BAIIA comparable de 2015 tenait compte de la portion de nos coûts de restructuration qui avait été recouverte par le truchement de nos mécanismes de tarification. L'accroissement de l'amortissement du siège social pour le premier trimestre clos le 31 décembre 2016, par rapport à la période correspondante de 2015, découle des entrées d'immobilisations corporelles du siège social en 2016, notamment celles de Columbia.

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
KW-M	kilowatts par mois
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

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.
décision 2014 de l'ONÉ	En réponse à la décision RH-01-2014 concernant la demande visant l'établissement des droits entre 2015 et 2030 pour le réseau principal au Canada.
diluant	Agent fluidifiant fait de composés organiques qui sert à diluer le bitume afin d'en faciliter le transport par pipeline.
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
PJM Interconnection (PJM)	Organisation de transport régionale qui coordonne le mouvement de l'électricité dans le secteur de gros dans la totalité ou une partie de 13 États du District of Columbia.
SSE	Santé, sécurité et environnement
triangle de l'Est	Tronçon du réseau principal au Canada compris entre North Bay, Toronto et Montréal.

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
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

ALENA	Accord de libre-échange nord-américain
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia, or Energy Regulatory Commission (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
RGGI	Regional Greenhouse Gas Initiative (initiative régionale relative aux gaz à effet de serre [Nord-Est des États-Unis])
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 (« 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 2016 et 2015 et met en évidence les changements importants survenus entre 2015 et 2014, 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 (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 2016 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.

Comme TransCanada a acquis Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») le 1^{er} juillet 2016, l'appréciation et les conclusions de la direction sur l'efficacité de son contrôle interne à l'égard de l'information financière n'intègrent pas le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Columbia. Ces exclusions cadrent avec les indications du personnel de la SEC selon lesquelles l'évaluation de l'entreprise récemment acquise ne doit pas être prise en compte dans son évaluation de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière dans l'exercice au cours duquel a lieu l'acquisition. Les actifs attribuables à Columbia comptaient pour environ 13 % de l'actif total de TransCanada au 31 décembre 2016 et les produits attribuables à Columbia pour la période du 1^{er} juillet 2016 au 31 décembre 2016 représentaient environ 7 % du total des produits de TransCanada pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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

Le 15 février 2017



Donald R. Marchand
Vice-président directeur et
chef des finances

Rapport des auditeurs indépendants du cabinet d'experts-comptables inscrit

Aux actionnaires de TransCanada Corporation

Nous avons effectué l'audit des états financiers consolidés ci-joints de TransCanada Corporation, qui comprennent les bilans consolidés au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015, les états consolidés 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 2016, ainsi que les notes, qui comprennent un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers consolidés

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers consolidés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers consolidés exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des auditeurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés, sur la base de nos audits. Nous avons effectué nos audits selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada et les normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers consolidés. Le choix des procédures relève de notre jugement, et notamment de notre évaluation des risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous prenons en considération le contrôle interne de l'entité portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers consolidés, afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers consolidés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière consolidée de TransCanada Corporation au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015, ainsi que de ses résultats d'exploitation consolidés et de ses flux de trésorerie consolidés pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans close le 31 décembre 2016 conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis.

Autre point

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), le contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada Corporation au 31 décembre 2016, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission, et notre rapport daté du 15 février 2017 exprime sur ces états une opinion non modifiée (sans réserve) sur l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada Corporation.

KPMG S.R.L. / SENCRL

Comptables professionnels agréés
Le 15 février 2017
Calgary, Canada

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires de TransCanada Corporation

Nous avons audité l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière de TransCanada Corporation au 31 décembre 2016 selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission. La direction de TransCanada Corporation 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 avons effectué notre audit conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons 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 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 une base raisonnable à l'expression de notre opinion.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est le processus visant à fournir 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, 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 des cessions 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.

À notre avis, TransCanada Corporation maintenait, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2016, selon les critères établis dans le rapport « Internal Control – Integrated Framework » de 2013 publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Treadway Commission.

TransCanada Corporation a acquis Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») le 1^{er} juillet 2016, et la direction n'a pas pris en compte cette acquisition dans son appréciation de l'efficacité du contrôle interne de TransCanada Corporation à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2016. Le contrôle interne à l'égard de l'information financière de Columbia est associé à un actif total de 11 496 millions de dollars et à un total des produits de 929 millions de dollars compris dans les états financiers consolidés de TransCanada Corporation au 31 décembre 2016 et pour l'exercice clos à cette date. Dans le cadre de notre audit du contrôle interne de TransCanada Corporation à l'égard de l'information financière, nous avons également exclu une évaluation du contrôle interne à l'égard de l'information financière de Columbia.

Nous avons également audité, conformément aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis), les bilans consolidés de TransCanada Corporation aux 31 décembre 2016 et 2015 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 2016. Notre rapport daté du 15 février 2017 exprime une opinion non modifiée (sans réserve) sur ces états financiers consolidés.

KPMG S.R.L. / S.ENCRL.

Comptables professionnels agréés

Le 15 février 2017

Calgary, Canada

État consolidé des résultats

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2016	2015	2014
Produits (note 1)			
Gazoducs – Canada	3 682	3 680	3 557
Gazoducs – États-Unis	2 526	1 444	1 159
Gazoducs – Mexique	378	259	197
Pipelines de liquides	1 755	1 879	1 547
Énergie	4 164	4 038	3 725
	12 505	11 300	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	514	440	522
Charges d'exploitation et autres charges			
Coûts d'exploitation des centrales et autres	3 819	3 250	2 973
Achats de produits de base revendus	2 172	2 237	1 836
Impôts fonciers	555	517	473
Amortissement	1 939	1 765	1 611
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12)	1 388	3 745	—
	9 873	11 514	6 893
(Perte) gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 26)	(833)	(125)	117
Charges financières			
Intérêts débiteurs (note 17)	1 998	1 370	1 198
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(419)	(295)	(136)
Intérêts créditeurs et autres	(103)	132	45
	1 476	1 207	1 107
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	837	(1 106)	2 824
Charge (recouvrement) d'impôts (note 16)			
Exigibles	156	136	145
Reportés	196	(102)	686
	352	34	831
Bénéfice net (perte nette)	485	(1 140)	1 993
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle (note 19)	252	6	153
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	233	(1 146)	1 840
Dividendes sur les actions privilégiées	109	94	97
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	124	(1 240)	1 743
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire (note 20)			
De base et dilué	0,16 \$	(1,75) \$	2,46 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	2,26 \$	2,08 \$	1,92 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) (note 20)			
De base	759	709	708
Dilué	760	709	710

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)	2016	2015	2014
Bénéfice net (perte nette)	485	(1 140)	1 993
Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur le bénéfice			
Gains de conversion sur les investissements nets dans des établissements étrangers	3	813	517
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(10)	(372)	(276)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	30	(57)	(69)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	42	88	(55)
Pertes et gains actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(26)	51	(102)
Reclassement dans le bénéfice net 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	32	18
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(87)	47	(204)
Autres éléments du résultat étendu (note 22)	(32)	602	(171)
Résultat étendu	453	(538)	1 822
Résultat étendu attribuable aux participations sans contrôle	241	312	283
Résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle	212	(850)	1 539
Dividendes sur les actions privilégiées	109	94	97
Résultat étendu attribuable aux actionnaires ordinaires	103	(944)	1 442

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)	2016	2015	2014
Flux de trésorerie liés à l'exploitation			
Bénéfice net (perte nette)	485	(1 140)	1 993
Amortissement	1 939	1 765	1 611
Charges de dépréciation de l'écart d'acquisition et d'autres actifs (notes 8, 11 et 12))	1 388	3 745	—
Impôts reportés (note 16)	196	(102)	686
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(514)	(440)	(522)
Distributions reçues au titre des activités d'exploitation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	844	793	726
Charges liées aux avantages postérieurs au départ à la retraite, déduction faite de la capitalisation (note 23)	(3)	44	37
Perte (gain) au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus (notes 6 et 26)	833	125	(117)
Composante capitaux propres de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction	(253)	(165)	(95)
(Gains non réalisés) pertes non réalisées sur les instruments financiers	(149)	58	74
Autres	55	47	22
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation (note 25)	248	(346)	(189)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 069	4 384	4 226
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations (note 4)	(5 007)	(3 918)	(3 489)
Projets d'investissement en cours d'aménagement (note 4)	(295)	(511)	(848)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	(765)	(493)	(256)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (notes 5 et 26)	(13 608)	(236)	(241)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction (note 26)	6	—	196
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	727	9	12
Montants reportés et autres	159	270	335
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(18 783)	(4 879)	(4 291)
Activités de financement			
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(329)	(1 382)	544
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	12 333	5 045	1 403
Remboursements sur la dette à long terme	(7 153)	(2 105)	(1 069)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 549	917	—
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 436)	(1 446)	(1 345)
Dividendes sur les actions privilégiées	(100)	(92)	(94)
Distributions versées aux participations sans contrôle	(279)	(224)	(178)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	7 747	27	47
Actions ordinaires rachetées (note 20)	(14)	(294)	—
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	1 474	243	440
Parts de société en nom collectif d'une filiale émises, déduction faite des frais d'émission	215	55	79
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale (note 19)	—	—	(200)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	14 007	744	(373)
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(127)	112	—
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	166	361	(438)
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
Au début de l'exercice	850	489	927
Trésorerie et équivalents de trésorerie			
À la fin de l'exercice	1 016	850	489

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Bilan consolidé

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 016	850
Débiteurs	2 075	1 387
Stocks	368	323
Actifs destinés à la vente (note 6)	3 717	20
Autres (note 7)	908	1 338
	8 084	3 918
Immobilisations corporelles (note 8)	54 475	44 817
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation (note 9)	6 544	6 214
Actifs réglementaires (note 10)	1 322	1 184
Écart d'acquisition (note 11)	13 958	4 812
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	3 026	3 102
Placements restreints	642	351
	88 051	64 398
PASSIF		
Passif à court terme		
Billets à payer (note 13)	774	1 218
Créditeurs et autres (note 14)	3 861	2 653
Dividendes à payer	526	385
Intérêts courus	595	520
Passifs liés aux actifs destinés à la vente (note 6)	86	39
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 17)	1 838	2 547
	7 680	7 362
Passifs réglementaires (note 10)	2 121	1 159
Autres passifs à long terme (note 15)	1 183	1 260
Passifs d'impôts reportés (note 16)	7 662	5 144
Dette à long terme (note 17)	38 312	28 909
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	3 931	2 409
	60 889	46 243
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)	20 099	12 102
Émises et en circulation :		
	31 décembre 2016 – 864 millions d'actions	
	31 décembre 2015 – 703 millions d'actions	
Actions privilégiées (note 21)	3 980	2 499
Surplus d'apport	—	7
Bénéfices non répartis	1 138	2 769
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 22)	(960)	(939)
Participations assurant le contrôle	24 257	16 438
Participations sans contrôle (note 19)	1 726	1 717
	25 983	18 155
	88 051	64 398

Engagements, éventualités et garanties (note 27)

Coûts de restructuration (note 28)

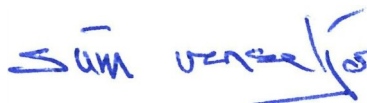
Entités à détenteurs de droits variables (note 29)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



Russell K. Girling
Administrateur



Siim A. Vanaselja
Administrateur

État consolidé des capitaux propres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Actions ordinaires			
Solde au début de l'exercice	12 102	12 202	12 149
Actions émises aux termes d'appels publics à l'épargne, déduction faite des frais d'émission (note 20)	7 752	—	—
Actions émises aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (note 20)	177	—	—
Actions émises à l'exercice d'options sur actions (note 20)	74	30	53
Actions rachetées (note 20)	(6)	(130)	—
Solde à la fin de l'exercice	20 099	12 102	12 202
Actions privilégiées			
Solde au début de l'exercice	2 499	2 255	1 813
Actions émises aux termes d'un appel public à l'épargne, déduction faite des frais d'émission (note 21)	1 481	244	442
Solde à la fin de l'exercice	3 980	2 499	2 255
Surplus d'apport			
Solde au début de l'exercice	7	370	401
Émission d'options sur actions, déduction faite des exercices	6	8	3
Incidence de dilution des parts de TC PipeLines, LP émises	24	6	9
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	(6)
Incidence du rachat d'actions ordinaires (note 20)	(8)	(164)	—
Incidence du transfert des actifs à TC PipeLines, LP (note 26)	(38)	(213)	(37)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	9	—	—
Solde à la fin de l'exercice	—	7	370
Bénéfices non répartis			
Solde au début de l'exercice	2 769	5 478	5 096
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations assurant le contrôle	233	(1 146)	1 840
Dividendes sur les actions ordinaires	(1 733)	(1 471)	(1 360)
Dividendes sur les actions privilégiées	(122)	(92)	(98)
Reclassement de l'insuffisance du surplus d'apport dans les bénéfices non répartis	(9)	—	—
Solde à la fin de l'exercice	1 138	2 769	5 478
Cumul des autres éléments du résultat étendu			
Solde au début de l'exercice	(939)	(1 235)	(934)
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations assurant le contrôle (note 22)	(21)	296	(301)
Solde à la fin de l'exercice	(960)	(939)	(1 235)
Capitaux propres attribuables aux participations assurant le contrôle	24 257	16 438	19 070
Capitaux propres attribuables aux participations sans contrôle			
Solde au début de l'exercice	1 717	1 583	1 611
Acquisition de participations sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	1 051	—	—
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations sans contrôle			
TC PipeLines, LP	215	(13)	136
Portland Natural Gas Transmission System	20	19	15
Columbia Pipeline Partners LP	17	—	—
Dividendes sur les actions privilégiées de TCPL	—	—	2
Autres éléments du résultat étendu attribuables aux participations sans contrôle	(11)	306	130
Émission de parts de TC PipeLines, LP			
Produit, déduction faite des frais d'émission	215	55	79
Diminution de la participation de TransCanada dans TC PipeLines, LP	(40)	(11)	(14)
Distributions déclarées sur les participations sans contrôle	(279)	(222)	(182)
Reclassement dans les parts ordinaires pouvant faire l'objet d'une résolution ou d'un rachat (note 19)	(1 179)	—	—
Rachat d'actions privilégiées d'une filiale	—	—	(194)
Solde à la fin de l'exercice	1 726	1 717	1 583
Total des capitaux propres	25 983	18 155	20 653

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 trois secteurs essentiels, les gazoducs, les pipelines de liquides et l'énergie, chacun de ces secteurs proposant des produits et des services différents. Par suite de l'acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. (« Columbia ») et de la monétisation en cours de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, la société a restructuré ses secteurs à présenter, soit les gazoducs, les pipelines de liquides, l'énergie et le siège social, comme suit en date du 31 décembre 2016 : Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides, Énergie et Siège social. Le secteur Siège social n'est pas lié à l'exploitation et regroupe des fonctions administratives et intégrées. La structure révisée cadre avec l'information examinée par le principal responsable de l'exploitation. Les résultats financiers historiques des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 ont été ajustés afin de tenir compte de ce changement dans les secteurs à présenter de la société.

Gazoducs – Canada

Le secteur des gazoducs au Canada est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 40 111 km (24 923 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 49 776 km (30 933 milles), d'installations de stockage de gaz naturel réglementées de 535 Gpi³ et de services intermédiaires et d'autres actifs.

La société détient et exploite les entreprises suivantes faisant partie de Columbia acquise le 1^{er} juillet 2016 :

- Columbia Gas – un réseau de gazoducs de transport et de stockage interétatique dont les activités étaient principalement concentrées dans le transport du gaz provenant de la côte du golfe du Mexique par l'intermédiaire de Columbia Gulf et de divers raccordements de gazoducs et à partir de zones productrices de la région des Appalaches jusqu'aux marchés des régions du Midwest, du littoral de l'Atlantique et du nord-est.
- Columbia Gulf – un réseau de transport par gazoducs interétatiques sur longue distance qui a été initialement conçu pour transporter le gaz naturel du golfe du Mexique aux principaux marchés du nord-est des États-Unis. Le gazoduc est en cours de transformation et d'expansion pour qu'il puisse prendre en charge l'offre accrue en provenance de la région des Appalaches et être raccordé au gazoduc de Columbia Gas et à d'autres afin d'acheminer du gaz naturel vers divers marchés de la côte du golfe du Mexique.
- Millenium – une participation de 47,5 % dans Millenium Pipeline qui transporte du gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.
- Crossroads – un gazoduc interétatique situé dans l'Indiana et l'Ohio.
- Midstream – une entreprise qui offre des services aux producteurs de gaz naturel, dont la collecte, le traitement, le conditionnement, la compression et la manutention des liquides dans le bassin des Appalaches, et qui détient une participation de 47 % dans Pennant Midstream.

Gazoducs – Mexique

Le secteur des gazoducs au Mexique est constitué des participations de la société dans des gazoducs réglementés qui s'étendent sur 1 617 km (1 005 milles) au Mexique. Ce secteur comprend également la participation de 46,5 % de la société dans le gazoduc TransGas situé en Colombie et avant cette vente en novembre 2014, la participation de la société dans Gas Pacifico/INNERGY en Amérique du Sud.

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 4 324 km (2 687 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 18 centrales électriques et 118 Gpi³ d'installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Elles comprennent des installations en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick au Canada ainsi que des installations dans l'État de New York, en Nouvelle-Angleterre, en Pennsylvanie et en Arizona aux États-Unis. Au 31 décembre 2016, cinq centrales électriques situées dans l'État de New York, en Nouvelle-Angleterre et en Pennsylvanie ont été classées dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

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 sa participation dans des entités sur lesquelles elle peut exercer un 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 réajustés 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 (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 la restructuration (note 28).

Les résultats réels pourraient afficher des différences par rapport à ces estimations.

Réglementation

Au Canada, les gazoducs et les pipelines de liquides réglementés relèvent de la compétence de l'Office national de l'énergie (« ONÉ »). 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 sont assujettis à l'autorité de la Commission de réglementation de l'énergie (« CRE »). La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel de la société au Canada, aux États-Unis et au Mexique en ce qui a trait à la construction, à l'exploitation et à la détermination des droits. Les normes sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés (« CATR ») peuvent influencer 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, les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis et certains de ses projets de pipelines de liquides. La CATR ne s'applique pas au réseau d'oléoducs

Keystone, car les décisions des organismes de réglementation au sujet de l'exploitation et de la tarification de ce réseau n'ont généralement aucune incidence sur le moment de la constatation des produits et des charges.

Constatation des produits

Gazoducs et pipelines de liquides

Transport

Les produits des secteurs des gazoducs et des pipelines de liquides de la société, exception faite des gazoducs au Canada qui sont assujettis à la CATR, 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 recouverts 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 qu'elle transporte pour des tiers.

Stockage de gaz naturel réglementé

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel réglementés de la société sont constatés 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 et 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 qu'elle stocke pour des tiers.

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 fondés sur des services volumétriques 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 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 de la vente de gaz combustible inutilisé, 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 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 tous constatés au coût moyen pondéré ou à la valeur du marché, selon le moins élevé des deux montants.

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 la composante capitaux propres de cette provision est une dépense hors trésorerie et un crédit correspondant est constaté dans la provision pour les fonds utilisés pendant la construction à l'état consolidé des résultats. 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, qui est évalué au coût, représente les volumes liés au stockage qui sont maintenus pour stimuler la pression des puits afin d'acheminer les stocks de gaz. Le carburant de base dans les installations de stockage de gaz naturel 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 installation 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 des 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 détenir 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 pour les pipelines de liquides non réglementés et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les pipelines réglementés. 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

L'équipement et les structures des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel sont comptabilisés 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, qui est évalué au coût, représente les volumes liés au stockage qui sont maintenus pour stimuler la pression des puits 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 relatifs aux projets non réglementés en cours d'aménagement et la provision pour les fonds utilisés pendant la construction pour les projets réglementés. Les projets d'investissement en cours d'aménagement sont imputés aux actifs incorporels et autres actifs. 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 la matière.

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.

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 acquisitions 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 évalue 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.

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. Antérieurement à leur résiliation, pratiquement toutes les CAE aux termes desquelles TransCanada achète de l'électricité ont aussi été comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation 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. En 2016, la société a résilié ces CAE et inscrit une charge de dépréciation. 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 canadiens réglementés qui sont reportées jusqu'à ce qu'elles soient remboursées ou récupérées par le truchement de la tarification, ainsi que le permet l'ONÉ. 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, aux pipelines de liquides et aux centrales hydroélectriques, 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 réseau 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. Les 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. Les 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'acquies 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.

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 recouverts 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 liés à la dette à long terme

La société constate les coûts de transaction liés à la dette à long terme à titre de déduction de la valeur comptable de 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 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 2016

Éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats

En janvier 2015, le Financial Accounting Standards Board (le « FASB ») a publié de nouvelles directives sur les éléments extraordinaires et exceptionnels à l'état des résultats. Cette mise à jour élimine le concept d'éléments extraordinaires des PCGR. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés de la société.

Consolidation

En février 2015, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation. Ces directives obligent désormais les entités à réévaluer si elles doivent consolider certaines entités juridiques et elle élimine la présomption selon laquelle un commandité doit consolider une société en commandite. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et n'ont pas modifié les conclusions de la société concernant la consolidation. Les informations à fournir selon les nouvelles directives figurent à la note 29, « Entités à détenteurs de droits variables »).

Comptabilisation des intérêts

En avril 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification de la comptabilisation des frais d'émission de titres d'emprunt. Selon ces directives, les frais d'émission de titres d'emprunt doivent être présentés au bilan à titre de déduction directe de la valeur comptable du passif lié à la dette connexe, comme le sont les escomptes ou les primes relatifs aux titres d'emprunt. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon rétrospective et ont entraîné un reclassement des frais d'émission de titres d'emprunt auparavant comptabilisés à titre d'actifs incorporels et autres actifs, afin de les porter en réduction de leur passif correspondant au bilan consolidé de la société.

Regroupements d'entreprises

En septembre 2015, le FASB a publié des directives ayant pour but de simplifier la comptabilisation des ajustements de période d'évaluation dans le cas d'un regroupement d'entreprises. Selon les directives modifiées, l'acquéreur doit comptabiliser les ajustements des montants provisoires déterminés lors de la période d'évaluation dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements. Dans la période au cours de laquelle sont déterminés les ajustements, l'acquéreur doit aussi comptabiliser l'incidence sur le résultat des variations de l'amortissement, ainsi que les autres éventuels effets sur les résultats, du fait de la modification des montants provisoires, incidence calculée comme si la comptabilisation avait été effectuée à la date d'acquisition. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2016, ont été appliquées de façon prospective et n'ont pas eu d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Classement de certaines entrées et sorties de trésorerie

En août 2016, le FASB a publié de nouvelles directives qui clarifient comment les entités doivent classer certaines entrées et sorties de trésorerie à l'état des flux de trésorerie. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2018, mais puisque l'adoption anticipée est permise, la société a décidé de les appliquer de façon rétrospective au 31 décembre 2016. L'application de ces nouvelles directives n'a pas eu d'incidence significative sur le classement des coûts de remboursement anticipé ou d'extinction d'une dette, des contreparties conditionnelles versées après un regroupement d'entreprises, du produit du règlement d'une demande d'indemnisation d'assurance et du produit du règlement d'une assurance vie détenue par une société. La société a choisi de classer les distributions reçues de participations comptabilisées à la valeur de consolidation en fonction de la nature des distributions, car cette manière de faire est plus représentative de la nature des activités sous-jacentes des participations qui ont généré les distributions. Par conséquent, les distributions reçues de participations comptabilisées à la valeur de consolidation au cours des périodes correspondantes ont été reclassées des activités d'investissement aux flux de trésorerie liés à l'exploitation à l'état consolidé des flux de trésorerie.

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 tirés des contrats conclus avec des clients. Les directives actuelles permettent la constatation des produits d'exploitation lorsque certains critères sont réunis. Les nouvelles directives exigeront qu'une entité constate les produits d'exploitation conformément à un modèle à cinq étapes. Ce modèle reflète 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. La société adoptera la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2018. Deux méthodes peuvent être utilisées pour appliquer la nouvelle norme : 1) rétrospectivement à chaque période antérieure présentée ou 2) rétrospectivement avec comptabilisation de l'effet cumulatif à la date de première application. La société évalue actuellement les deux méthodes d'adoption dans le cadre de son analyse. La société a dressé la liste de tous les contrats existants conclus avec des clients entrant dans le champ d'application des nouvelles directives et elle a entrepris une analyse de chaque contrat ou groupe de contrats afin de déterminer les différences importantes qui découleront de la mise en œuvre de la nouvelle norme et son incidence sur les produits d'exploitation. À mesure que la société poursuit son analyse des contrats, elle quantifiera aussi l'incidence, le cas échéant, sur les produits d'exploitation des périodes précédentes. La société apportera en outre tous les changements de système et de processus nécessaires pour compiler les renseignements répondant aux obligations d'information de la nouvelle norme. Comme la société est actuellement à évaluer l'incidence de cette norme, elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Stocks

En juillet 2015, le FASB a publié de nouvelles directives concernant la simplification du calcul des stocks. Selon les nouvelles directives, une entité doit mesurer ses stocks dans le cadre de la portée de cette mise à jour, 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 en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront de manière prospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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 seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces directives et elle n'a pas encore déterminé quels en seront les effets sur ses états financiers consolidés.

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur les contrats de location. Selon ces nouvelles directives, les preneurs à bail doivent comptabiliser, au bilan, la plupart des contrats de location, y compris les contrats de location-exploitation, en tant qu'actifs et passifs faisant l'objet de contrats de location. Par ailleurs, les preneurs à bail peuvent devoir réévaluer les hypothèses relatives aux contrats de location existants et fournir de plus amples informations qualitatives et quantitatives. La nouvelle norme ne propose pas de modifications majeures à la comptabilisation par le bailleur. Ces directives seront en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019, mais la société envisage de l'adopter de manière anticipée. La société identifie actuellement les contrats de location existants qui pourraient avoir un effet sur ses états financiers consolidés par suite de l'adoption de ces nouvelles directives.

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. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. La société ne prévoit pas que l'adoption de ces nouvelles directives aura une incidence significative sur ses 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. Le cas échéant, lorsqu'une augmentation d'une participation est admissible à la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation, les nouvelles directives éliminent l'exigence relative à l'application rétroactive de cette méthode. Les nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017 et seront appliquées de façon prospective. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur ses 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. Ces nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017. La société ne s'attend pas à ce que l'adoption de ces nouvelles directives ait une incidence significative sur ses états financiers consolidés.

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

Consolidation

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la consolidation des participations détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Les nouvelles directives modifient les exigences de consolidation : si un décideur est tenu de déterminer s'il est le principal bénéficiaire d'une entité à détenteurs de droits variables (« EDDV »), il ne doit tenir compte que de sa quote-part de la participation indirecte dans l'EDDV détenue par l'intermédiaire d'une partie liée sous contrôle commun. Les nouvelles directives sont en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2017, et la société ne s'attend pas à ce que leur adoption ait une incidence significative 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 1^{er} janvier 2018, seront appliquées selon une méthode rétrospective modifiée. L'adoption anticipée est permise. 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.

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 total de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, et des montants généralement décrits comme étant des liquidités soumises 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. Ces montants 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, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront appliquées de façon rétrospective. L'adoption anticipée est permise. 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.

4. INFORMATIONS SECTORIELLES

Par suite de l'acquisition de Columbia et de la monétisation en cours de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, la société a modifié ses secteurs à présenter. TransCanada exerce ses activités dans six secteurs isolables, à savoir Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis, Gazoducs – Mexique, Pipelines de liquides, Énergie et Siège social. Le secteur Siège social n'est pas lié à l'exploitation et il regroupe des fonctions administratives et intégrées. Cette structure permet de fournir des informations qui cadrent avec l'examen de la performance de l'entreprise par le principal responsable de l'exploitation et les décisions qui sont prises pour chacun des secteurs d'activités. Les résultats financiers historiques des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 ont été ajustés afin de tenir compte de ce changement dans les secteurs à présenter de la société.

exercice clos le 31 décembre 2016							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	3 682	2 526	378	1 755	4 164	—	12 505
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	214	(3)	(1)	292	—	514
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 181)	(1 000)	(42)	(554)	(834)	(208)	(3 819)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 172)	—	(2 172)
Impôts fonciers	(267)	(120)	—	(88)	(80)	—	(555)
Amortissement	(873)	(397)	(43)	(285)	(293)	(48)	(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)	1 373	1 219	290	827	(1 140)	(256)	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
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							233
Dividendes sur les actions privilégiées							(109)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							124
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
	1 525	1 517	944	810	473	33	5 302

exercice clos le 31 décembre 2015							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	3 680	1 444	259	1 879	4 038	—	11 300
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	162	5	—	261	—	440
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 162)	(555)	(49)	(491)	(786)	(207)	(3 250)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(2 237)	—	(2 237)
Impôts fonciers	(272)	(77)	—	(79)	(89)	—	(517)
Amortissement	(845)	(243)	(44)	(266)	(336)	(31)	(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)	1 413	606	171	(2 643)	792	(238)	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
	1 596	537	566	1 290	376	64	4 429

exercice clos le 31 décembre 2014							
(en millions de dollars canadiens)	Gazoducs – Canada	Gazoducs – États-Unis	Gazoducs – Mexique	Pipelines de liquides	Énergie	Siège social	Total
Produits	3 557	1 159	197	1 547	3 725	—	10 185
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	12	143	8	—	359	—	522
Coûts d'exploitation des centrales et autres	(1 028)	(467)	(41)	(439)	(934)	(64)	(2 973)
Achats de produits de base revendus	—	—	—	—	(1 836)	—	(1 836)
Impôts fonciers	(266)	(68)	—	(62)	(77)	—	(473)
Amortissement	(821)	(211)	(31)	(216)	(309)	(23)	(1 611)
Gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus	—	—	9	—	108	—	117
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 454	556	142	830	1 036	(87)	3 931
Intérêts débiteurs							(1 198)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction							136
Intérêts créditeurs et autres							(45)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice							2 824
Charge d'impôts							(831)
Bénéfice net							1 993
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle							(153)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle							1 840
Dividendes sur les actions privilégiées							(97)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires							1 743
Dépenses d'investissement							
Dépenses en immobilisations	814	237	717	1 469	206	46	3 489
Projets d'investissement en cours d'aménagement	327	40	1	480	—	—	848
	1 141	277	718	1 949	206	46	4 337

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Actif total		
Gazoducs – Canada	15 816	15 038
Gazoducs – États-Unis	34 422	12 207
Gazoducs – Mexique	5 013	3 787
Pipelines de liquides	16 896	16 046
Énergie	13 169	15 614
Siège social	2 735	1 706
	88 051	64 398

Renseignements géographiques

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Produits			
Canada – marché intérieur	3 655	3 877	3 956
Canada – exportations	1 177	1 292	1 314
États-Unis	7 295	5 872	4 718
Mexique	378	259	197
	12 505	11 300	10 185

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Immobilisations corporelles		
Canada	20 531	19 287
États-Unis	29 414	21 899
Mexique	4 530	3 631
	54 475	44 817

5. ACQUISITION DE COLUMBIA

Le 1^{er} juillet 2016, TransCanada a acquis la totalité de 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 inaccessibles 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 1^{er} avril 2016 au moyen d'un appel public à l'épargne et, à la clôture de l'acquisition, ils 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.

Columbia exploite un portefeuille de gazoducs réglementés s'étendant sur environ 24 500 km (15 200 milles), des installations de stockage de gaz naturel de 285 Gpi³ 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 de 10,1 milliards de dollars (7,7 milliards de dollars US) 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 sont 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 1^{er} juillet 2016.

(en millions de dollars)	1 ^{er} juillet 2016	
	US	CA ¹
Contrepartie du prix d'achat	10 294	13 392
Juste valeur des actifs nets acquis		
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 1^{er} 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 rapprochent 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 devrait correspondre à leur valeur comptable. 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 compris dans les immobilisations corporelles de Columbia a été calculée en appliquant un cours du marché multiplié par le volume de carburant en place, contribuant ainsi à une augmentation de 840 millions de dollars (646 millions de dollars US) de la juste valeur. La juste valeur du carburant de base qui s'appuie sur des informations provisoires est assujettie à des variations étant donné que la société poursuit ses évaluations portant sur le volume acquis. Un ajustement de la juste valeur du carburant de base aurait une incidence sur le calcul du prix d'achat.

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 un rapport d'évaluation actuarielle à la date d'acquisition. La juste valeur représentant la situation de capitalisation des régimes à la date d'acquisition s'est traduite 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.

La charge liée à l'acquisition s'est chiffrée à environ 36 millions de dollars et elle est 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 cadrent 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 depuis la date d'acquisition jusqu'au 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 1^{er} 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 adopté par la société relativement à son entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis visant le financement permanent de l'acquisition de Columbia englobe la vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind, Ocean State Power et TC Hydro ainsi que celle des activités de commercialisation de TransCanada Power Marketing (« TPCM »).

Le 1^{er} novembre 2016, la société a conclu des ententes visant la vente de la totalité de ces actifs, sauf pour ce qui est de TPCM.

La vente des centrales Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power à un tiers pour un produit d'environ 2,2 milliards de dollars US devrait se réaliser au premier semestre de 2017. De ce fait, une perte d'environ 829 millions de dollars (863 millions de dollars après les impôts) a été inscrite en 2016 et incluse au poste « (Perte) gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats et elle comprend 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 à la clôture de la vente.

La vente de TC Hydro à un tiers pour un produit d'environ 1,1 milliard de dollars US devrait également se conclure au premier semestre de 2017, et elle devrait générer un gain estimatif de 710 millions de dollars (440 millions de dollars après les impôts) dont l'incidence de gains de change estimatifs de 5 millions de dollars. Ce gain sera comptabilisé à la clôture de la transaction de vente. Au 31 décembre 2016, les actifs et passifs connexes ont été classés comme destinés à la vente dans le secteur de l'énergie.

Au 31 décembre 2016, TPCM ne répondait pas aux critères pour être classée comme étant destinée à la vente.

Dans le tableau suivant, on y présente en détails les actifs et passifs destinés à la vente au 31 décembre 2016.

(en millions de dollars)	US	CA ¹
Actifs destinés à la vente		
Débiteurs	13	18
Stocks	56	75
Autres actifs à court terme	90	121
Immobilisations corporelles	2 229	2 993 ²
Actifs incorporels et autres actifs	328	440
Gains de change	—	70 ³
Total des actifs destinés à la vente	2 716	3 717
Passifs liés aux actifs destinés à la vente		
Créditeurs et autres	32	43
Autres passifs à long terme	32	43
Total des passifs liés aux actifs destinés à la vente	64	86

1 Au 31 décembre 2016, le taux de change était de 1,34 \$.

2 Ces données comprennent un montant de 17 millions de dollars (13 millions de dollars US) afférent à une installation gazière destinée à la vente dans le secteur des gazoducs aux États-Unis.

3 Les gains de change se rapportant aux participations dans Ravenswood, Ironwood, Kibby Wind et Ocean State Power seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu vers le bénéfice net à la clôture de la vente.

TC Offshore LLC

Le 1^{er} mars 2016, la société a réalisé la vente de TC Offshore LLC, ce qui a donné lieu à une perte additionnelle de 4 millions de dollars, avant les impôts, à la cession qui a été incluse dans la (perte) le gain sur les actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Le 18 décembre 2015, la société a signé une entente visant la vente de TC Offshore LLC à un tiers. De ce fait, au 31 décembre 2015, les actifs et passifs connexes étaient classés comme destinés à la vente dans le secteur des gazoducs – États-Unis et ont été comptabilisés à leur juste valeur diminuée des coûts de la vente, ce qui a entraîné une perte avant les impôts de 125 millions de dollars en 2015, imputée au poste « (Perte) gain au titre d'actifs destinés à la vente ou vendus » à l'état consolidé des résultats. La juste valeur estimative de ces actifs est calculée en fonction du produit attendu à la clôture de la vente.

7. AUTRES ACTIFS À COURT TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	376	442
Trésorerie en garantie	313	590
Charges payées d'avance	131	132
Actifs réglementaires (note 10)	33	85
Autres ¹	55	89
	908	1 338

- ¹ Ces données comprennent la tranche à court terme d'un billet à recevoir de 55 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2015 du vendeur de Ravenswood. Au 1^{er} novembre 2016, tous les actifs de Ravenswood, y compris la tranche à court terme du billet à recevoir, avaient été classés dans les actifs destinés à la vente (note 6).

8. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016			2015		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Gazoducs – Canada						
Réseau de NGTL						
Pipeline	8 814	3 951	4 863	8 456	3 820	4 636
Postes de compression	2 447	1 499	948	2 188	1 404	784
Postes de comptage et autres	1 124	519	605	1 096	489	607
	12 385	5 969	6 416	11 740	5 713	6 027
En construction	1 151	—	1 151	969	—	969
	13 536	5 969	7 567	12 709	5 713	6 996
Réseau principal au Canada						
Pipeline	9 502	6 221	3 281	9 164	5 966	3 198
Postes de compression	3 537	2 361	1 176	3 433	2 220	1 213
Postes de comptage et autres	605	198	407	499	192	307
	13 644	8 780	4 864	13 096	8 378	4 718
En construction	219	—	219	257	—	257
	13 863	8 780	5 083	13 353	8 378	4 975
Autres gazoducs au Canada						
Autres ¹	1 728	1 273	455	1 705	1 213	492
En construction	112	—	112	63	—	63
	1 840	1 273	567	1 768	1 213	555
	29 239	16 022	13 217	27 830	15 304	12 526
Gazoducs – États-Unis						
Columbia Gas ²						
Pipeline	3 072	13	3 059	—	—	—
Postes de compression	1 864	7	1 857	—	—	—
Postes de comptage et autres	2 542	34	2 508	—	—	—
	7 478	54	7 424	—	—	—
En construction	1 127	—	1 127	—	—	—
	8 605	54	8 551	—	—	—
ANR						
Pipeline	1 468	349	1 119	1 449	350	1 099
Postes de compression	1 494	260	1 234	1 101	187	914
Postes de comptage et autres	988	254	734	977	252	725
	3 950	863	3 087	3 527	789	2 738
En construction	232	—	232	304	—	304
	4 182	863	3 319	3 831	789	3 042

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016			2015		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Autres gazoducs aux États-Unis						
GTN	2 221	810	1 411	2 278	765	1 513
Great Lakes	2 106	1 155	951	2 157	1 155	1 002
Midstream ^{2, 3}	1 072	23	1 049	—	—	—
Columbia Gulf ²	880	5	875	—	—	—
Autres ^{2, 4}	2 120	567	1 553	2 124	521	1 603
	8 399	2 560	5 839	6 559	2 441	4 118
En construction	346	—	346	8	—	8
	8 745	2 560	6 185	6 567	2 441	4 126
	21 532	3 477	18 055	10 398	3 230	7 168
Gazoducs – Mexique						
Pipeline	2 734	180	2 554	1 296	162	1 134
Postes de compression	422	19	403	183	14	169
Postes de comptage et autres	502	40	462	388	27	361
	3 658	239	3 419	1 867	203	1 664
En construction	1 108	—	1 108	1 959	—	1 959
	4 766	239	4 527	3 826	203	3 623
Pipelines de liquides						
Réseau d'oléoducs Keystone						
Pipeline	10 572	901	9 671	9 288	718	8 570
Matériel de pompage	928	121	807	1 092	108	984
Réservoirs et autres	2 521	286	2 235	3 034	228	2 806
	14 021	1 308	12 713	13 414	1 054	12 360
En construction	1 434	—	1 434	1 826	—	1 826
	15 455	1 308	14 147	15 240	1 054	14 186
Énergie⁵						
Centrales alimentées au gaz naturel – Ravenswood	—	—	—	2 607	654	1 953
Centrales alimentées au gaz naturel – Autres ^{6, 7}	2 696	696	2 000	3 361	1 164	2 197
Centrales hydroélectriques, énergie éolienne et énergie solaire	1 180	245	935	2 417	476	1 941
Stockage de gaz naturel et autres	731	146	585	740	132	608
	4 607	1 087	3 520	9 125	2 426	6 699
En construction	729	—	729	430	—	430
	5 336	1 087	4 249	9 555	2 426	7 129
Siège social	410	130	280	267	82	185
	76 738	22 263	54 475	67 116	22 299	44 817

1 Ces données comprennent Foothills et Venture LP.

2 L'entreprise a été acquise dans le cadre de l'acquisition de Columbia le 1^{er} juillet 2016. Il y a lieu de se reporter à la note 5 « Acquisition de Columbia » pour un complément d'information.

3 Ces données comprennent les actifs de Midstream et les droits miniers au 31 décembre 2016.

4 Ces données comprennent Bison, Portland Natural Gas Transmission System, North Baja, Tuscarora et Crossroads.

5 La valeur comptable du secteur de l'énergie au 31 décembre 2016 ne tient pas compte des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, sauf TCPM, car ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 i « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

6 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 2016 se sont élevés à respectivement 1 319 millions de dollars et 335 millions de dollars (respectivement 1 341 millions de dollars et 302 millions de dollars en 2015). En 2016, des produits de 212 millions de dollars (235 millions de dollars en 2015; 223 millions de dollars en 2014) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

7 Ces données comprennent Halton Hills, Coolidge, Bécancour, Mackay River et d'autres centrales alimentées au gaz naturel.

Keystone XL

Au 31 décembre 2016, la société a examiné sa participation résiduelle dans le projet d'oléoduc Keystone XL et dans les projets connexes d'une valeur comptable de 526 millions de dollars (621 millions de dollars en 2015) et n'a décelé aucun événement ni changement de situation indiquant que la valeur comptable ne pourrait pas être recouvrée.

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, notamment le terminal de Keystone à Hardisty (le « TKH ») 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 de dépréciation tient compte d'un montant de 77 millions de dollars (56 millions de dollars après les impôts) au titre de certains frais d'annulation qui seront engagés si le projet est finalement abandonné.

Au 31 décembre 2015, la juste valeur estimative de 621 millions de dollars comprenait un montant de 463 millions de dollars ayant trait à des immobilisations corporelles. La juste valeur de ces actifs était fondée sur le prix qui aurait été reçu à la vente des immobilisations corporelles dans leur état au 31 décembre 2015. Les principales hypothèses utilisées dans l'établissement du prix de vente comprennent une période de sortie estimative de deux ans et la faiblesse actuelle du marché de l'énergie. Plusieurs prix de vente possibles fondés sur les divers marchés où peuvent être vendus ces actifs sont considérés dans le cadre de l'évaluation.

Au 31 décembre 2015, un montant de 158 millions de dollars afférent aux actifs liés aux terminaux, y compris le TKH, a été inclus dans la juste valeur de 621 millions de dollars. Cette juste valeur a été établie à l'aide d'une méthode de l'actualisation des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie prévus ont été actualisés à un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque pour déterminer la juste valeur.

Ces techniques d'évaluation ont nécessité le recours à des données non observables. De ce fait, la juste valeur avait été classée dans le niveau 3 de la hiérarchie des justes valeurs au 31 décembre 2015. 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.

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. 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.

9. PARTICIPATIONS COMPTABILISÉES À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

(en millions de dollars canadiens)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2016	Bénéfice tiré (perte découlant) des participations comptabilisées à la valeur de consolidation			Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	
		exercices clos les 31 décembre			aux 31 décembre	
		2016	2015	2014	2016	2015
Gazoducs – Canada						
TQM	50,0 %	12	12	12	71	72
Gazoducs – États-Unis						
Northern Border ¹	50,0 %	92	85	76	597	664
Iroquois ²	50,0 %	54	51	43	309	238
Millennium ³	47,5 %	33	—	—	295	—
Pennant Midstream ³	47,0 %	6	—	—	246	—
Autres	Divers	29	26	24	93	31
Gazoducs – Mexique						
Sur de Texas ⁴	60,0 %	(3)	—	—	255	—
Autres ⁵	Divers	—	5	8	28	42
Pipelines de liquides						
Grand Rapids	50,0 %	(1)	—	—	876	542
Autres	Divers	—	—	—	39	16
Énergie						
Bruce Power ^{6,7}	48,5 %	293	249	314	3 356	4 200
Portlands Energy	50,0 %	33	30	36	313	321
ASTC Power Partnership	50,0 %	(37)	(23)	8	—	21
Autres	Divers	3	5	1	66	67
		514	440	522	6 544	6 214

- Au 31 décembre 2016, 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 116 millions de dollars US (117 millions de dollars US en 2015) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment de l'acquisition.
- Suivant l'acquisition d'une participation additionnelle de 4,87 % le 31 mars 2016 et de 0,65 % le 1^{er} mai 2016, TransCanada détient une participation de 50,0 % dans Iroquois. Avant ces acquisitions, la participation de TransCanada était de 44,5 %. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- Les gazoducs ont été obtenus dans le cadre de l'acquisition de Columbia. Les résultats reflètent la quote-part du bénéfice à compter de la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2016.
- TransCanada détient une participation de 60,0 % dans Sur de Texas, une entité contrôlée conjointement, comptabilisée à la valeur de consolidation.
- Ces données comprennent la quote-part du bénéfice revenant à TransCanada tiré de TransGas, de Gas Pacifico et d'INNERGY. En novembre 2014, la société a vendu sa participation dans Gas Pacifico et INNERGY.
- Du fait de l'accroissement de la participation de TransCanada dans Bruce Power L.P. (« Bruce B ») et du regroupement de Bruce Power A L.P. (« Bruce A ») et de Bruce B (afin de former Bruce Power) en décembre 2015, TransCanada détient une participation de 48,5 % dans Bruce Power. Avant l'acquisition et le regroupement, la société suivait la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour sa participation de 48,9 % dans Bruce A et celle de 31,6 % dans Bruce B. TransCanada continue de suivre la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation en ce qui concerne Bruce Power. Il y a lieu de se reporter à la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.
- Au 31 décembre 2016, la différence entre la valeur comptable de la participation et les capitaux sous-jacents dans les actifs nets de Bruce Power s'établissait à 942 millions de dollars (973 millions de dollars en 2015) en raison de l'évaluation de la juste valeur des actifs au moment des acquisitions.

Le 7 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 le droit de 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, en date du 31 mars 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.

Les distributions reçues sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se sont établies à 1 571 millions de dollars (802 millions de dollars en 2015; 738 millions de dollars en 2014), dont une tranche de 727 millions de dollars (9 millions de dollars en 2015; 12 millions de dollars en 2014) représentait des remboursements de capital et est incluse dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

Le remboursement de capital correspondait principalement aux distributions reçues de Bruce Power en 2016 au titre de son programme de financement. Au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, le bénéfice non réparti des participations comptabilisées à la valeur de consolidation se chiffrait à 198 millions de dollars et à 551 millions de dollars, respectivement.

Les apports aux participations comptabilisés à la valeur de consolidation pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 se sont établis à 765 millions de dollars (493 millions de dollars en 2015; 256 millions de dollars en 2014) et sont inclus dans les activités d'investissement à l'état consolidé des flux de trésorerie.

Information financière sommaire sur les participations comptabilisées à la valeur de consolidation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Bénéfice			
Produits	4 336	4 337	4 814
Charges d'exploitation et autres charges	(3 143)	(3 254)	(3 489)
Bénéfice net	1 080	1 046	1 264
Bénéfice net attribuable à TransCanada	514	440	522

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Bilan		
Actif à court terme	1 669	1 530
Actif à long terme	15 853	13 190
Passif à court terme	(1 120)	(1 370)
Passif à long terme	(5 867)	(3 116)

10. ENTREPRISES À TARIFS RÉGLEMENTÉS

Les entreprises de TransCanada qui appliquent actuellement la CATR comprennent les gazoducs canadiens, américains et mexicains, les installations de stockage de gaz naturel réglementées aux États-Unis et certains projets de pipelines de liquides au Canada. Les entreprises à tarifs réglementés comptabilisent et présentent leurs actifs et passifs compte tenu de l'incidence économique en lien avec les décisions tarifaires des organismes de réglementation, pourvu que les tarifs établis 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 recouverts. 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 comptabilisés à l'état des résultats lorsque les montants connexes sont inclus dans les tarifs des services et qu'ils sont recouverts auprès des clients ou leur sont remboursés.

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 de la société sont décrits ci-après.

Réseau de NGTL

En avril 2016, l'ONÉ a avalisé la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2016 et 2017 pour le réseau de NGTL. Les modalités de ce règlement de deux ans prévoient un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, le maintien des taux d'amortissement de 2015, 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 %, le maintien des taux d'amortissement de 2014 et un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration fondé sur la progression des coûts réels de 2014 et un traitement de transfert de tous les autres coûts.

Les résultats du réseau de NGTL pour 2014 rendent compte des modalités de la demande ayant trait au règlement sur les besoins en produits pour 2013-2014. Ce règlement prévoyait des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et un RCA de 10,1 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et le maintien des taux d'amortissement de 2013. L'écart entre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration prévus dans le règlement et les coûts réels sont imputables à TransCanada.

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 à long terme (« CALT ») et le compte d'ajustement provisoire 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. Un examen des droits devra être déposé pour la période de 2018 à 2020.

Les résultats de 2014 du réseau principal au Canada reflètent les modalités de la décision de 2013 de l'ONÉ. La décision établissait un RCA de 11,5 % en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 % et prévoyait des mécanismes permettant d'appliquer les droits fixes par le truchement d'un CALT; elle prévoyait aussi l'établissement d'un compte des ajustements de stabilisation des droits (« CASD ») pour recueillir le surplus ou le manque à gagner entre les produits et le coût du service pour chaque année comprise dans la période de cinq ans d'application de la décision. La décision de 2013 de l'ONÉ donnait par ailleurs la possibilité de produire des revenus incitatifs en haussant les produits et en abaissant les coûts.

Établissements réglementés aux États-Unis

Les gazoducs 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 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.

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 1^{er} août 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 1^{er} 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 ne pourront, aux termes du règlement de septembre 2016, déposer une demande de changement ou de modification des tarifs afférents au nouveau règlement pour qu'ils entrent en vigueur avant le 1^{er} août 2019. Toutefois, ANR Pipeline Company doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet au plus tard le 1^{er} août 2022.

Great Lakes

Great Lakes est exploitée conformément à un règlement tarifaire approuvé par la FERC en novembre 2013. Aux termes de ce règlement, Great Lakes doit déposer une demande visant de nouveaux tarifs qui devraient prendre effet au plus tard le 1^{er} janvier 2018.

Établissements réglementés au Mexique

Les établissements 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			Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	
Actifs réglementaires			
Impôts reportés ¹	861	894	s.o.
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	1	47	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	382	210	s.o.
Variations de change sur la dette à long terme ^{1,4}	37	54	1-13
Autres	74	64	s.o.
	1 355	1 269	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les autres actifs à court terme (note 7)	33	85	
	1 322	1 184	
Passifs réglementaires			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette ²	47	32	1
Régimes de retraite et avantages postérieurs au départ à la retraite ³	180	—	s.o.
Avantages postérieurs au départ à la retraite et avantages complémentaires autres que les régimes de retraite liés à ANR ⁵	141	147	s.o.
Compte d'ajustement à long terme ⁶	659	231	45
Coûts de cessation d'exploitation de pipelines	541	285	s.o.
Compte d'ajustement provisoire ⁶	451	456	14
Coût de retrait des installations ⁷	226	36	s.o.
Autres	54	16	s.o.
	2 299	1 203	
Moins : tranche à court terme inscrite dans les créditeurs et autres (note 14)	178	44	
	2 121	1 159	

- 1 Ces actifs réglementaires sont soit appuyés par des opérations hors trésorerie, soit recouverts 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 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 l'année civile suivante.
- 3 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. Les soldes sont exclus de la base tarifaire et ils ne produisent aucun rendement sur le capital investi.
- 4 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 recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs.
- 5 Ce solde représente ce qu'ARN a estimé être tenue de rembourser à ses clients, aux termes des tarifs approuvés par la FERC dans le cadre d'un règlement tarifaire de 1997, pour les montants des avantages postérieurs au départ à la retraite et des avantages complémentaires 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 106 millions de dollars afférent au solde du passif réglementaire qui s'est accumulé entre janvier 2007 et juillet 2016 sera réglé par le remboursement d'ARN d'un montant de 53 millions de dollars à ses clients et par l'amortissement d'un montant de 53 millions de dollars par ANR sur une période de trois ans qui a commencé le 1^{er} août 2016. Le règlement du reliquat de 41 millions de dollars accumulé avant 2007 est tributaire d'instances réglementaires futures et, de ce fait, aucune période de règlement ne peut être déterminée pour le moment.
- 6 Ces comptes réglementaires permettent de recueillir les produits générés par le réseau principal au Canada et les écarts de coûts tout en stabilisant les tarifs au cours de la période de règlement 2015-2030.
- 7 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 recouverts 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 1 ^{er} janvier 2015	3 074	960	4 034
Variations des taux de change	593	185	778
Solde au 31 décembre 2015	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

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 (656 millions de dollars après les impôts) afférente à l'écart d'acquisition de Ravenswood dans le secteur de l'énergie. La charge de dépréciation a été comptabilisée avant le reclassement dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

Au 31 décembre 2016, l'écart d'acquisition de TransCanada comprenait une tranche de 573 millions de dollars US (573 millions de dollars US en 2015) liée aux activités de transport de gaz naturel de Great Lakes. En 2015, la quote-part de cet écart d'acquisition (déduction faite des participations sans contrôle) revenant à TransCanada s'est accrue de 143 millions de dollars US pour atteindre 386 millions de dollars US par suite d'une charge de dépréciation de 199 millions de dollars US en 2015 qu'a comptabilisée TC PipeLines, LP au titre de l'écart d'acquisition de sa participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans Great Lakes. Sur une base consolidée, la valeur comptable de la participation de TransCanada dans Great Lakes était proportionnellement moindre comparativement à la participation de 46,45 % détenue par le truchement de TC PipeLines, LP. Par conséquent, la juste valeur estimative de Great Lakes a été supérieure à la valeur comptable consolidée par TransCanada de la participation et aucune dépréciation n'a été comptabilisée en 2015.

Au 31 décembre 2016, 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 lors de sa plus récente évaluation. 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 l'évolution de l'écoulement du gaz naturel sur le marché outre l'évolution de l'opinion qu'a la société à l'égard de solutions de rechange à l'utilisation accrue de Great Lakes. Bien que l'évolution des conditions de marché et d'autres facteurs propres à la performance financière à long terme de Great Lakes soient demeurés relativement stables, il existe un risque que des réductions des flux de trésorerie prévisionnels futurs ou des modifications défavorables d'autres hypothèses importantes pourraient donner lieu à une dépréciation future visant une partie du solde de l'écart d'acquisition pour Great Lakes.

Au 31 décembre 2016, la juste valeur estimative d'ANR 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 concernant la capacité d'ANR de créer de la valeur à long terme sont tributaires des valeurs tendancielles quant à ses services de stockage, de la croissance persistante de son portefeuille d'actifs et de l'issue favorable d'instances tarifaires futures. La société a réduit les flux de trésorerie prévisionnels à long terme de cette unité d'exploitation, en regard des chiffres utilisés pour les tests de dépréciation antérieurs, ce qui reflète par conséquent l'évolution persistante du contexte commercial. Il existe un risque que des réductions continues des flux de trésorerie prévisionnels futurs et des modifications défavorables d'autres hypothèses importantes pourraient donner lieu à une dépréciation future visant une partie du solde de l'écart d'acquisition pour ANR. Au 31 décembre 2016, le solde de l'écart d'acquisition pour ANR s'élevait à 1,9 milliard de dollars US (1,9 milliard de dollars US en 2015).

12. ACTIFS INCORPORELS ET AUTRES ACTIFS

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Projets d'investissement en cours d'aménagement	2 094	1 814
Actifs d'impôts reportés (note 16)	392	15
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	189	18
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 24)	133	168
CAE	—	220
Contrats de location payés d'avance ¹	—	230
Prêts et avances ¹	—	159
Autres	218	478
	3 026	3 102

¹ Aux 31 décembre 2016 et 2015, TransCanada détenait un billet à recevoir de respectivement 165 millions de dollars (123 millions de dollars US) et de 214 millions de dollars (154 millions de dollars US) du vendeur de Ravenswood portant intérêt à 6,75 % et échéant en 2040. Au 1^{er} novembre 2016, tous les actifs de Ravenswood, y compris les contrats de location payés d'avance et le billet à recevoir, avaient été classés dans les actifs destinés à la vente (note 6). La tranche à court terme incluse dans les autres actifs à court terme était de 55 millions de dollars (40 millions de dollars US) au 31 décembre 2015.

Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les actifs incorporels et autres actifs :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016			2015		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
Sheerness	—	—	—	585	390	195
Sundance A	—	—	—	225	200	25
	—	—	—	810	590	220

Le 7 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 le droit de 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 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. 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 et en 2014) a été inscrite à l'état consolidé des résultats, avant que ces CAE ne soient résiliées.

13. BILLETS À PAYER

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2016		2015	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
En dollars CA	509	0,9 %	697	0,8 %
En dollars US (197 \$ US en 2016; 376 \$ US en 2015)	265	0,5 %	521	1,1 %
	774		1 218	

Au 31 décembre 2016, les billets à payer comprennent le papier commercial émis par TransCanada PipeLines Limited (« TCPL »), TransCanada American Investments Ltd. (« TAIL ») et TransCanada PipeLines USA Limited (« TCPL USA »).

En décembre 2016, Columbia a obtenu une nouvelle facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US.

Au 31 décembre 2016, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables confirmées totales de 11,1 milliards de dollars (8,9 milliards de dollars en 2015). L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques canadiennes et américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation. Ces facilités de crédit non garanties comprenaient ce qui suit :

au 31 décembre 2016						exercices clos les 31 décembre		
						(en millions de dollars canadiens)		
Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Description	Échéance	Coût de maintien			
					2016	2015	2014	
3 milliards de dollars	3 milliards de dollars	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL au Canada et utilisée à des fins générales	Décembre 2021	6	6	6	
2 milliards de dollars US	2 milliards de dollars US	TCPL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial de TCPL aux États-Unis	Décembre 2017	1	—	—	
1 milliard de dollars US	0,9 milliard de dollars US	TCPL USA	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable, utilisée à des fins générales par TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2017	1	3	2	
1 milliard de dollars US	1 milliard de dollars US	Columbia	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable émise pour être utilisée à des fins générales de Columbia et pour assurer des liquidités additionnelles, garantie par TCPL	Décembre 2017	—	—	—	
0,5 milliard de dollars US	0,5 milliard de dollars US	TAIL	Facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable et prorogable pour appuyer le programme de papier commercial de TAIL, garantie par TCPL	Décembre 2017	2	2	1	
2,1 milliards de dollars	0,7 milliard de dollars	TCPL/TCPL USA	Appui de l'émission de lettres de crédit et accès à des liquidités supplémentaires	À vue	—	—	—	

Au 31 décembre 2016, 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 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars en 2015).

14. CRÉDITEURS ET AUTRES

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Fournisseurs	2 443	1 506
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	607	926
Actions non rachetées de Columbia	317	—
Passifs réglementaires (note 10)	178	44
Autres	316	177
	3 861	2 653

15. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Juste valeur des contrats dérivés (note 24)	330	625
Avantages postérieurs au départ à la retraite (note 23)	448	380
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	108	109
Garanties (note 27)	82	26
Autres	215	120
	1 183	1 260

16. IMPÔTS SUR LE BÉNÉFICE

Provision pour les impôts sur le bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Exigibles			
Canada	116	44	103
Pays étrangers	40	92	42
	156	136	145
Reportés			
Canada	101	33	309
Pays étrangers	95	(135)	377
	196	(102)	686
Charge d'impôts	352	34	831

Répartition géographique du bénéfice

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Canada	219	(624)	1 146
Pays étrangers	618	(482)	1 678
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	837	(1 106)	2 824

Rapprochement de la charge d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Bénéfice (perte) avant les impôts sur le bénéfice	837	(1 106)	2 824
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	27 %	26 %	25 %
Charge d'impôts prévue (recouvrement d'impôts prévu)	226	(288)	706
Différence d'impôts sur le bénéfice liée aux activités réglementées	81	159	129
Différence des taux d'imposition étrangers	(196)	14	25
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	(68)	(56)	(38)
Charges de dépréciation d'actifs ¹	242	170	—
Montants non déductibles	46	—	—
Modifications du taux d'imposition et de la législation fiscale	—	34	—
Autres	21	1	9
Charge d'impôts réelle	352	34	831

¹ Déduction faite d'un montant de 112 millions de dollars (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)	2016	2015
Actifs d'impôts reportés		
Reports prospectifs de pertes fiscales et de crédits fiscaux	2 063	1 327
Écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs dépréciés et des actifs destinés à la vente	1 168	916
Montants reportés réglementaires et autres	277	231
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	446	589
Instruments financiers	34	111
Autres	352	136
	4 340	3 310
Moins : provision pour moins-value ¹	1 336	1 060
	3 004	2 250
Passifs d'impôts reportés		
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	9 015	6 441
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	905	656
Impôts sur les besoins en produits futurs	198	227
Autres	156	55
	10 274	7 379
Montant net des passifs d'impôts reportés	7 270	5 129

¹ Une augmentation de 276 millions de dollars de la provision pour moins-value a été constatée en 2016 car la société estime plus probable qu'improbable que les avantages fiscaux liés aux pertes de change non réalisées sur la dette à long terme, les pertes non réalisées sur certains actifs dépréciés, certaines pertes d'exploitation et certaines pertes en capital ne se concrétiseront pas.

Les montants d'impôts reportés ci-dessus ont été classés dans le bilan consolidé comme suit :

aux 31 décembre		
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Actifs d'impôts reportés		
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	392	15
Passifs d'impôts reportés		
Passifs d'impôts reportés	7 662	5 144
Montant net des passifs d'impôts reportés	7 270	5 129

Au 31 décembre 2016, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes autres qu'en capital inutilisés de 1 786 millions de dollars (1 283 millions de dollars en 2015) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada, qui échoient de 2029 à 2036. En outre, la société n'a pas constaté l'avantage au titre des reports prospectifs de pertes en capital de 654 millions de dollars (75 millions de dollars en 2015) aux fins de l'impôt fédéral et de l'impôt provincial au Canada. Elle dispose également de crédits d'impôts minimums de 68 millions de dollars en Ontario (57 millions de dollars en 2015), qui échoient de 2027 à 2036.

Au 31 décembre 2016, la société a constaté une économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes inutilisés de 2 545 millions de dollars US (1 617 millions de dollars US en 2015) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis, qui échoient de 2028 à 2036. La société n'a constaté aucune économie d'impôts liée aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nettes de 58 millions de dollars US (néant en 2015) aux fins de l'impôt fédéral aux États-Unis. Elle dispose également de crédits d'impôts minimums de remplacement de 37 millions de dollars US (41 millions de dollars US en 2015).

Au 31 décembre 2016, la société a constaté une économie d'impôts liées aux reports prospectifs de pertes d'exploitation nette inutilisées de 54 millions de dollars US (70 millions de dollars US en 2015) au Mexique, qui échoient en 2024 et en 2025.

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 481 millions de dollars au 31 décembre 2016 (308 millions de dollars en 2015).

Versements d'impôts sur le bénéfice

En 2016, la société a effectué des versements d'impôts sur le bénéfice de 105 millions de dollars, déduction faite des remboursements (versements de 162 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2015; versements de 109 millions de dollars, déduction faite des remboursements, en 2014).

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)	2016	2015	2014
Économies d'impôts non comptabilisées au début de l'exercice	17	18	23
Augmentations brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	3	2	3
Diminutions brutes – positions fiscales d'exercices antérieurs	—	(2)	(8)
Augmentations brutes – positions fiscales de l'exercice à l'étude	2	1	1
Règlement	(1)	—	—
Caducité des délais de prescription	(3)	(2)	(1)
Économies d'impôts non comptabilisées à la fin de l'exercice	18	17	18

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 2008 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 2011 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 2016 comprend un montant de néant au titre des intérêts débiteurs et de néant au titre des pénalités (reprise de 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2015; 1 million de dollars au titre des intérêts débiteurs et néant au titre des pénalités en 2014). Au 31 décembre 2016, 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 2015).

17. DETTE À LONG TERME

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2016		2015	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
Débentures					
En dollars CA	2017 à 2020	599	10,7 %	599	10,7 %
En dollars US (400 \$ US en 2016 et 2015)	2021	536	9,9 %	553	9,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2017 à 2046	5 787	4,6 %	5 175	5,3 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (14 517 \$ US en 2016; 14 641 \$ US en 2015)	2017 à 2045	19 521	5,1 %	20 245	4,8 %
Facilité de crédit-relais d'acquisition (2 006 \$ US en 2016) ²	2018	2 693	1,9 %	—	—
		29 136		26 572	
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.					
Débentures et billets					
En dollars CA	2024	100	9,9 %	324	11,5 %
En dollars US (200 \$ US en 2016 et 2015)	2023	268	7,9 %	276	7,9 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	503	7,4 %	503	7,4 %
En dollars US (33 \$ US en 2016 et 2015)	2026	43	7,5 %	44	7,5 %
		914		1 147	
TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.					
Facilité de crédit-relais d'acquisition (1 695 \$ US en 2016) ²	2018	2 276	1,9 %	—	—
COLUMBIA PIPELINE GROUP INC.					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (2 968 \$ US en 2016) ³	2018 à 2045	3 985	3,7 %	—	—
TC PIPELINES, LP					
Facilité d'emprunt non garantie					
En dollars US (158 \$ US en 2016; 200 \$ US en 2015)	2021	213	1,9 %	277	1,6 %
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (670 \$ US en 2016 et 2015)	2018	899	1,9 %	927	1,6 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (694 \$ US en 2016 et 2015)	2021 à 2025	932	4,7 %	957	4,7 %
		2 044		2 161	
ANR PIPELINE COMPANY					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (671 \$ US en 2016; 432 \$ US en 2015)	2021 à 2026	901	7,2 %	597	8,9 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (65 \$ US en 2016; 75 \$ US en 2015)	2019	87	1,6 %	104	1,4 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (250 \$ US en 2016 et 2015)	2020 à 2035	335	5,6 %	346	5,6 %
		422		450	

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Dates d'échéance	2016		2015	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt ¹
GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (278 \$ US en 2016; 297 \$ US en 2015)	2018 à 2030	373	7,7 %	411	7,8 %
PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM					
Billets de premier rang non garantis ⁴					
En dollars US (52 \$ US en 2016; 69 \$ US en 2015)	2018	70	6,0 %	96	6,1 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
Emprunt à terme non garanti					
En dollars US (10 \$ US en 2016)	2019	13	1,9 %	—	—
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (12 \$ US en 2016; 16 \$ US en 2015)	2017	16	4,0 %	22	4,0 %
		29		22	
		40 150		31 456	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		1 838		2 547	
		38 312		28 909	

- 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 Ces facilités ont été mises en place pour financer en partie l'acquisition de Columbia et portent intérêt au taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») majoré d'une marge applicable. Le produit de la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis sera affecté au remboursement d'une grande partie de ces facilités.
- 3 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.
- 4 Garantis au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, de garanties existantes et nouvelles, de lettres de crédit et de sûretés accessoires.

Remboursements de capital

Au 31 décembre 2016, les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissent approximativement comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	2017	2018	2019	2020	2021
Remboursements de capital sur la dette à long terme	1 838	8 941	1 742	2 762	2 165

Émission de titres d'emprunt à long terme

Les titres d'emprunt à long terme émis par la société au cours des trois derniers exercices clos le 31 décembre 2016 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					
	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
	Février 2014	Billets de premier rang non garantis	Mars 2034	1 250 US	4,63 %
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 %
TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY					
	Avril 2016	Emprunt à terme	Avril 2019	10 US	Variable
TC PIPELINES, LP					
	Septembre 2015	Emprunt à terme non garanti	Octobre 2018	170 US	Variable
	Mars 2015	Billets de premier rang non garantis	Mars 2025	350 US	4,375 %
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 la monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis sera affecté au remboursement de ces facilités.

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 2016 s'établissent comme suit :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	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 %
	Juin 2014	Débentures	125	11,10 %
	Février 2014	Billets à moyen terme	300	5,05 %
	Janvier 2014	Billets à moyen terme	450	5,65 %
NOVA GAS TRANSMISSION LTD.				
	Février 2016	Débentures	225	12,20 %
	Juin 2014	Débentures	53	11,20 %
GAS TRANSMISSION NORTHWEST LLC				
	Juin 2015	Billets de premier rang non garantis	75 US	5,09 %

¹ Le produit du placement d'actions ordinaires réalisé en novembre 2016 a été affecté au remboursement de la facilité de crédit-relais d'acquisition.

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)	2016	2015	2014
Intérêts sur la dette à long terme	1 765	1 487	1 317
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	180	116	70
Intérêts sur la dette à court terme	18	16	15
Intérêts capitalisés	(176)	(280)	(259)
Amortissement et autres charges financières ¹	211	31	55
	1 998	1 370	1 198

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 1 721 millions de dollars en 2016 (1 266 millions de dollars en 2015; 1 123 millions de dollars en 2014) sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des intérêts capitalisés.

18. BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

Encours (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	Date d'échéance	2016		2015	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt effectif
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
En dollars US (1 000 \$ US en 2016 et 2015) ¹	2067	1 342	6,4 %	1 382	6,4 %
En dollars US (742 \$ US en 2016 et en 2015) ^{1,2}	2075	996	5,5 %	1 027	5,3 %
En dollars US (1 186 \$ US en 2016) ^{1,2}	2076	1 593	6,2 %	—	—
		3 931		2 409	

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

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

En août 2016, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis des billets de fiducie de série 2016-A (les « billets de fiducie ») 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 de TCPL 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.

En mai 2015, la fiducie a émis des billets de fiducie de série 2015-A (les « billets de fiducie ») pour un montant de 750 millions de dollars US à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêts à un taux fixe de 5,625 % 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 750 millions de dollars US, assortis d'un taux fixe initial de 5,875 % qui comprend des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de mai 2025 jusqu'en mai 2045 au TIOL de trois mois majoré de 3,778 % par année; il sera ajusté à compter de mai 2045 jusqu'en mai 2075 au TIOL de trois mois majoré de 4,528 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur de TCPL sont remboursables au gré de TCPL à tout moment à partir du 20 mai 2025, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

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

Des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échoient en mai 2067 et portent intérêt au taux fixe de 6,35 % par an jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au TIOI de trois mois, majoré de 2,21 %. TCPL peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une période allant jusqu'à dix ans sans que cela ne donne lieu à un manquement à ses obligations ni à un paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés de rang inférieur. TransCanada et TCPL ne seraient toutefois pas autorisées à verser des dividendes pendant la période de report. Les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables au gré de TCPL en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du remboursement. À la survenance de certains événements, les billets subordonnés de rang inférieur sont remboursables plus tôt au gré de la société, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement ou pour un montant déterminé par une formule spécifiée conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants.

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)	2016	2015
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	1 596	1 590
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System	130	127
	1 726	1 717

Les participations sans contrôle de la société présentées dans l'état consolidé des résultats s'établissent comme suit :

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens)	2016	2015	2014
Participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP	215	(13)	136
Participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System	20	19	15
Participation sans contrôle dans Columbia Pipeline Partners LP	17	—	—
Actions privilégiées de TCPL	—	—	2
	252	6	153

En 2016, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP a été portée de 72,0 % à 73,2 % 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 2015, la participation sans contrôle dans TC PipeLines, LP variait de 71,7 % à 72,0 % et en 2014, elle variait de 71,1 % à 71,7 %.

Le 1^{er} juillet 2016, TransCanada a acquis Columbia, qui comprenait une participation sans contrôle de 53,5 % dans CPPL. Le 1^{er} novembre 2016, TransCanada a annoncé la conclusion d'une entente en vue d'acquérir, contre un montant en trésorerie, toutes les parts ordinaires en circulation de CPPL détenues dans le public. L'acquisition devrait se concrétiser au premier trimestre de 2017 sous réserve de l'obtention de l'approbation des porteurs de parts de CPPL et des conditions de clôture habituelles.

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 potentiels s'y rattachant ne sont pas de son ressort.

Au 31 décembre 2016, la participation sans contrôle dans Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») représentait la participation de 38,3 % (38,3 % en 2015 et en 2014) détenue par des tiers. Le 1^{er} janvier 2016, TransCanada a vendu sa participation de 49,9 % dans PNGTS à TC PipeLines, LP. Il y a lieu de consulter la note 26 « Autres acquisitions et cessions » pour un complément d'information.

En 2016, TransCanada a reçu des honoraires, au titre de services rendus, de 4,5 millions de dollars de la part de TC PipeLines, LP (4 millions de dollars en 2015 et 3 millions de dollars en 2014) et de 8 millions de dollars de la part de PNGTS (11 millions de dollars en 2015; 8 millions de dollars en 2014).

Au 31 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 à l'état consolidé des résultats

Le 5 mars 2014, TCPL a racheté la totalité de ses 4 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif de 5,60 % de série Y en circulation au prix de 50 \$ l'action majoré de 0,2455 \$ représentant les dividendes courus et impayés à la date de rachat.

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. Aucun porteur de parts n'a revendiqué son droit de résolution ni tenté de l'exercer jusqu'à maintenant et ce droit expire un an après la date d'achat de la part.

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 est 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 ne sont pas de son ressort.

20. ACTIONS ORDINAIRES

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars canadiens)
En circulation au 1 ^{er} janvier 2014	707 441	12 149
Exercice d'options	1 221	53
En circulation au 31 décembre 2014	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

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.

Appel public à l'épargne portant sur les actions ordinaires et reçus de souscription

Le 1^{er} 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 1^{er} juillet 2016 à la clôture de l'acquisition de Columbia. 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 ont été comptabilisés à titre d'intérêts débiteurs.

Le 16 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 du 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.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le 1^{er} juillet 2016, la société a réinstauré l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé en vertu de son régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RRD »). Aux termes de ce régime, les détenteurs admissibles 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 de TransCanada. À compter des dividendes déclarés le 27 juillet 2016, des actions ordinaires seront émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 %.

Rachat d'actions ordinaires

Le 19 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 le 22 novembre 2016, la société a racheté ces actions ordinaires par l'entremise des installations de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York et d'autres bourses et marchés publiés désignés au Canada et aux États-Unis, 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 à un coût moyen pondéré de 6 millions de dollars. 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 à un coût moyen pondéré de 130 millions de dollars. 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.

Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions)	2016	2015	2014
De base	759	709	708
Dilué	760	709	710

Options sur actions

	Nombre d'options (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle moyenne pondérée à courir (en années)
En cours au 1 ^{er} janvier 2016	9 834	46,63 \$	
Attribuées	2 479	48,44 \$	
Exercées	(1 683)	38,92 \$	
En cours au 31 décembre 2016	10 630	48,28 \$	4,2
Options pouvant être exercées au 31 décembre 2016	5 957	46,09 \$	3,1

Au 31 décembre 2016, 13 630 114 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 raison de 33,3 % 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	2016	2015	2014
Juste valeur moyenne pondérée	5,67 \$	6,45 \$	5,54 \$
Durée prévue (en années)	5,8	5,8	6,0
Taux d'intérêt	0,7 %	1,1 %	1,8 %
Volatilité ¹	21 %	18 %	17 %
Rendement de l'action	4,9 %	3,7 %	3,8 %
Taux d'extinction	5 %	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.

Le montant passé en charges au titre des options sur actions, avec augmentation correspondante au surplus d'apport, a été de 15 millions de dollars en 2016 (13 millions de dollars en 2015; 7 millions de dollars en 2014).

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)	2016	2015	2014
Total de la valeur intrinsèque des options exercées	31	10	21
Juste valeur des actions aux droits acquis	126	91	95
Total des actions aux droits acquis	2,1 millions	2,0 millions	1,7 million

Au 31 décembre 2016, la valeur intrinsèque globale du total des options pouvant être exercées était de 86 millions de dollars et la valeur intrinsèque totale des options en cours était de 130 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'acquiescer deux actions ordinaires de la société pour le cours alors en vigueur d'une.

21. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

aux 31 décembre	Nombre d'actions en circulation (en milliers)	Rendement actuel	Dividende annuel par action ¹	Prix de rachat par action ²	Date de rachat et d'option de conversion ^{2,3}	Droit de convertir en ^{3,4,5}	2016 (en millions de dollars CA) ⁶	2015 (en millions de dollars CA) ⁶
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
Série 2	12 502	Variable ⁷	Variable	25,00 \$	31 décembre 2019	Série 1	306	306
Série 3	8 533	2,152 %	0,538 \$	25,00 \$	30 juin 2020	Série 4	209	209
Série 4	5 467	Variable ⁷	Variable	25,00 \$	30 juin 2020	Série 3	134	134
Série 5	12 714	2,263 %	0,56575 \$	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 6	310	342
Série 6	1 286	Variable ⁸	Variable	25,00 \$	30 janvier 2021	Série 5	32	—
Série 7	24 000	4,00 %	1,00 \$	25,00 \$	30 avril 2019	Série 8	589	589
Série 9	18 000	4,25 %	1,0625 \$	25,00 \$	30 octobre 2019	Série 10	442	442
Série 11	10 000	3,80 %	0,95 \$	25,00 \$	30 novembre 2020	Série 12	244	244
Série 13	20 000	5,50 %	1,375 \$	25,00 \$	31 mai 2021	Série 14	493	—
Série 15	40 000	4,90 %	1,3292 \$	25,00 \$	31 mai 2022	Série 16	988	—
							3 980	2 499

- Le porteur a 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.
- TransCanada peut, à son gré, racheter la totalité ou une partie des actions 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.
- 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.
- 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.
- 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 pour correspondre 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).
- Déduction faite des commissions de placement et des impôts reportés.
- Le taux variable des dividendes trimestriels est de 2,429 % pour les actions privilégiées de série 2 et de 1,789 % pour les actions privilégiées de série 4 pour la période allant du 30 décembre 2016 au 31 mars 2017, exclusivement. Ces taux seront ajustés chaque trimestre.
- Le taux variable des dividendes trimestriels est de 2,073 % pour les actions privilégiées de série 6 pour la période allant du 30 octobre 2016 au 31 janvier 2017, 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 25,00 \$ 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 rachetables à dividende cumulatif de série 4.

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 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 dans le bénéfice net de pertes actuarielles 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 actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	74	(23)	51
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des services passés 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

exercice clos le 31 décembre 2014 (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	462	55	517
Variation de la juste valeur des couvertures de l'investissement net	(373)	97	(276)
Variation de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(118)	49	(69)
Reclassement dans le bénéfice net de gains et de pertes sur les couvertures de flux de trésorerie	(95)	40	(55)
Gains et pertes actuariels non réalisés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	(146)	44	(102)
Reclassement dans le bénéfice net de pertes actuarielles et du coût des services passés au titre des régimes de retraite et d'avantages postérieurs au départ à la retraite	25	(7)	18
Autres éléments du résultat étendu liés aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(272)	68	(204)
Autres éléments du résultat étendu	(517)	346	(171)

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 1 ^{er} janvier 2014	(629)	(4)	(197)	(104)	(934)
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement ²	111	(69)	(102)	(206)	(266)
Montants reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu	—	(55)	18	2	(35)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	111	(124)	(84)	(204)	(301)
Solde du cumul des autres éléments du résultat étendu au 31 décembre 2014	(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 ³	—	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)

- 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 14 millions de dollars (gains de 306 millions de dollars en 2015; gains de 130 millions de dollars en 2014) et de gains de 3 millions de dollars (néant en 2015 et 2014) respectivement en 2016.
- 3 Les pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie présentées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui devraient être reclassées dans le bénéfice net au cours des 12 prochains mois sont évaluées à 5 millions de dollars (3 millions de dollars après les impôts) au 31 décembre 2016. 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			Poste visé à l'état consolidé des résultats
	2016	2015	2014	
Couvertures de flux de trésorerie				
Produits de base	(57)	(128)	111	Produits (Énergie)
Intérêts	(14)	(16)	(16)	Intérêts débiteurs
	(71)	(144)	95	Total avant les impôts
	29	56	(40)	Charge (recouvrement) d'impôts
	(42)	(88)	55	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	(22)	(41)	(25)	Coûts d'exploitation des centrales et autres ²
	6	9	7	Charge d'impôts
	(16)	(32)	(18)	Déduction faite des impôts
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation				
Bénéfice tiré des participations	(19)	(19)	(2)	Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation
	5	5	—	Charge d'impôts
	(14)	(14)	(2)	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 2016 (neuf ans en 2015 et en 2014).

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'espérance de vie des anciens employés, durée qui était d'environ 12 ans au 31 décembre 2016 (12 ans en 2015; 12 ans en 2014). En 2016, la société a passé en charges un montant de 52 millions de dollars (41 millions de dollars en 2015; 37 millions de dollars en 2014) 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)	2016	2015	2014
Régimes PD	111	96	73
Autres régimes d'avantages sociaux	8	6	6
Régimes d'épargne et CD	52	41	37
	171	143	116

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 2016, la société a fourni une lettre de crédit de 20 millions de dollars pour le régime PD canadien (33 million de dollars en 2015; 47 millions de dollars en 2014), pour un total de 233 millions de dollars fournis pour le régime PD canadien aux termes de lettres de crédit au 31 décembre 2016.

L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1^{er} janvier 2016, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1^{er} janvier 2017.

La situation de capitalisation de la société aux 31 décembre s'établit comme suit :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2016	2015	2016	2015
Variation de l'obligation au titre des prestations¹				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	2 780	2 658	225	216
Coût des services rendus	107	108	3	3
Intérêts débiteurs	127	115	13	10
Cotisations des employés	4	4	2	—
Prestations versées	(204)	(129)	(16)	(7)
Perte actuarielle (gain actuariel)	111	(57)	(8)	(11)
Acquisition de Columbia	527	—	151	—
Perte sur règlement	2	—	—	—
Variations du taux de change	2	81	2	14
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	3 456	2 780	372	225
Variation des actifs des régimes				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	2 591	2 398	45	39
Rendement réel des actifs des régimes	227	160	14	(1)
Cotisations de l'employeur ²	111	96	8	6
Cotisations des employés	4	4	2	—
Prestations versées	(204)	(129)	(16)	(7)
Acquisition de Columbia	475	—	294	—
Variations du taux de change	4	62	7	8
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	3 208	2 591	354	45
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(248)	(189)	(18)	(180)

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 233 millions de dollars fournies pour le régime PD canadien à des fins de capitalisation (214 millions de dollars en 2015).

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 (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2016	2015	2016	2015
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)	—	—	189	18
Créditeurs et autres	—	—	(7)	(7)
Autres passifs à long terme (note 15)	(248)	(189)	(200)	(191)
	(248)	(189)	(18)	(180)

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 (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2016	2015	2016	2015
Obligation au titre des prestations projetées ¹	(3 456)	(2 780)	(207)	(198)
Juste valeur des actifs des régimes	3 208	2 591	—	—
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(248)	(189)	(207)	(198)

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)	2016	2015
Obligation au titre des prestations constituées	(3 202)	(2 600)
Juste valeur des actifs des régimes	3 208	2 591
Situation de capitalisation – excédent (déficit) des régimes	6	(9)

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)	2016	2015
Obligation au titre des prestations constituées	(990)	(807)
Juste valeur des actifs des régimes	868	680
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(122)	(127)

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 :

aux 31 décembre	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
	2016	2015	2016
Titres d'emprunt	31 %	34 %	25 % à 40 %
Titres de participation	63 %	66 %	45 % à 75 %
Autres actifs	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 (en millions de dollars canadiens)	2016	2015	Pourcentage des actifs des régimes	
			2016	2015
Titres d'emprunt	9	2	0,2 %	0,1 %
Titres de participation	4	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	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Catégorie d'actifs										
Trésorerie et équivalents de trésorerie	22	44	12	2	—	—	34	46	1	2
Titres de participation :										
Canada	388	317	143	147	—	—	531	464	15	17
États-Unis	504	589	476	40	—	—	980	629	27	24
International	39	38	327	300	—	—	366	338	10	13
Mondial	—	—	235	154	—	—	235	154	7	6
Marchés émergents	7	7	137	143	—	—	144	150	4	6
Titres à revenu fixe :										
Obligations canadiennes :										
Fédéral	—	—	192	206	—	—	192	206	5	8
Provincial	—	—	179	202	—	—	179	202	5	8
Municipal	—	—	8	7	—	—	8	7	—	—
Entreprises	—	—	126	113	—	—	126	113	4	4
Obligations des États-Unis :										
Fédéral	—	—	82	—	—	—	82	—	2	—
État	—	—	41	50	—	—	41	50	1	2
Municipal	—	—	39	—	—	—	39	—	1	—
Entreprises	—	—	188	57	—	—	188	57	5	2
International :										
Gouvernements	—	—	6	—	—	—	6	—	—	—
Entreprises	—	—	21	25	—	—	21	25	1	1
Titres adossés à des créances immobilières	—	—	62	58	—	—	62	58	2	2
Autres placements :										
Immobilier	—	—	—	—	133	—	133	—	4	—
Infrastructure	—	—	—	—	58	—	58	—	2	—
Fonds de capital- investissement	—	—	—	—	8	14	8	14	—	—
Dépôts	129	123	—	—	—	—	129	123	4	5
	1 089	1 118	2 274	1 504	199	14	3 562	2 636	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)	Fonds de capital-investissement
Solde au 31 décembre 2014	13
Achats et ventes	(1)
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2015	14
Achats et ventes	183
Gains réalisés et non réalisés	2
Solde au 31 décembre 2016	199

En 2017, la société prévoit que ses cotisations au titre de la capitalisation des régimes PD totaliseront environ 100 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 51 millions de dollars. La société prévoit fournir une autre lettre de crédit d'un montant estimatif supplémentaire de 20 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
2017	178	19
2018	183	19
2019	189	20
2020	196	20
2021	200	20
2022 à 2026	1 067	97

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 2016. 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 :

aux 31 décembre	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite	
	2016	2015	2016	2015
Taux d'actualisation	4,00 %	4,20 %	4,15 %	4,40 %
Taux de croissance de la rémunération	1,20 %	0,50 %	—	—

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les coûts nets pour la société des régimes d'avantages sociaux sont les suivantes :

exercices clos les 31 décembre	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Taux d'actualisation	4,20 %	4,15 %	4,95 %	4,30 %	4,20 %	5,00 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	6,70 %	6,95 %	6,90 %	5,95 %	4,60 %	4,60 %
Taux de croissance de la rémunération	0,80 %	3,15 %	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 8 % pour 2017. 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 :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite		
	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Coût des services rendus	107	108	85	3	3	2
Coût financier	127	115	113	13	10	10
Rendement prévu des actifs des régimes	(175)	(155)	(139)	(11)	(2)	(2)
Amortissement de la perte actuarielle	20	35	21	2	3	2
Amortissement du coût des services passés	—	2	2	—	1	—
Amortissement de l'actif réglementaire	27	23	18	1	1	1
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	—	—	—	2	2	2
Coût net des avantages constatés	106	128	100	10	18	15

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)	2016		2015		2014	
	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	268	23	247	28	348	39
Coût des prestations au titre des services passés	—	—	—	—	2	1
	268	23	247	28	350	40

La perte nette 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 2017 s'établissent à respectivement 20 millions de dollars et 2 millions 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)	2016		2015		2014	
	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	(20)	(2)	(34)	(4)	(21)	(2)
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)	(2)	—
Ajustement de la situation de capitalisation	43	(5)	(67)	(7)	137	9
	23	(7)	(103)	(12)	114	7

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 influencer 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. TransCanada a recours à des contrats à terme de gré à gré et normalisés visant le change et les produits de base pour gérer l'incidence de la volatilité des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- 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 une période précise. La société conclut des contrats d'option pour gérer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

Risque lié au prix des produits de base

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 :

- Conformément à sa stratégie en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des 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.
- La société achète une partie du gaz naturel requis pour 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.
- Pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité, la société produit de l'électricité ou achète de l'électricité aux termes de contrats, ce qui réduit par le fait même son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.
- Pour gérer les risques de prix auxquels elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, en ayant recours à des instruments dérivés.

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 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. TransCanada conclut des contrats de location de capacité à court ou à long terme visant le pipeline ou le terminal de stockage, principalement les actifs de la société, ce qui permet d'accroître l'utilisation de ces actifs ainsi que la valeur de marché de la capacité en question. 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

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, nos résultats et nos flux de trésorerie devraient fluctuer.

Une partie du résultat de TransCanada provenant des secteurs des gazoducs des États-Unis, des gazoducs du Mexique, des pipelines de liquides et de l'énergie est générée en dollars US et, de ce fait, la fluctuation de la devise canadienne comparativement à la devise américaine peut influencer sur le bénéfice net de TransCanada. 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, mais il est annulé en partie par la hausse des intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US et par l'utilisation d'instruments dérivés portant sur les taux de change.

La société gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à d'autres opérations libellées en dollars US, y compris ceux qui peuvent être attribuables à certains de ses actifs réglementés, en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Les gains ou pertes réalisés sur ces dérivés sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à leur recouvrement de la part des expéditeurs, ou leur paiement à ceux-ci.

La dette de TransCanada est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. 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.

Titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net

Le tableau suivant présente les montants nominaux et la juste valeur des titres d'emprunt libellés en dollars US et désignés en tant que couverture de l'investissement net :

aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2016	2015
Montant nominal	26 600 (19 800 US)	23 100 (16 700 US)
Juste valeur	29 400 (21 900 US)	23 800 (17 200 US)

Instruments dérivés désignés comme couverture de l'investissement net

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)	2016		2015	
	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de devises de taux d'intérêt en dollars US (échéant de 2017 à 2019) ²	(425)	2 350 US	(730)	3 150 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2017)	(7)	150 US	50	1 800 US
	(432)	2 500 US	(680)	4 950 US

1 Les justes valeurs correspondent aux valeurs comptables.

2 Les intérêts débiteurs de 2016 comprennent des gains réalisés nets de 6 millions de dollars (gains de 8 millions de dollars en 2015) liés à la composante intérêts se rapportant aux règlements de swaps de devises.

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 2016, 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 comptabilisés à la juste valeur, à la juste valeur des actifs dérivés et aux billets, prêts et avances à recevoir. 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 2016, il n'y avait aucun montant important en souffrance ou ayant subi une perte de valeur ni aucune créance irrécouvrable importante au cours de l'exercice.

La concentration du risque de crédit de la société à recevoir d'une contrepartie donnée était de 200 millions de dollars (149 millions de dollars US) et de 248 millions de dollars (179 millions de dollars US) respectivement aux 31 décembre 2016 et 2015. Ce montant devrait être entièrement recouvrable et il est garanti par la société mère de la contrepartie, laquelle possède une cote de solvabilité élevée.

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 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 des actifs pipeliniers 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 des billets à recevoir de la société est calculée en actualisant les paiements futurs des intérêts et du capital en fonction des taux d'intérêt à terme. La juste valeur de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur est évaluée selon l'approche bénéfiques en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables provenant de fournisseurs externes de services de données.

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

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

Présentation au bilan des instruments financiers non dérivés

Le tableau ci-après présente la juste valeur des instruments financiers non dérivés, 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)	2016		2015	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Billets à recevoir ¹	165	211	214	265
Dette à court terme et à long terme ^{2,3} (note 17)	(40 150)	(45 047)	(31 456)	(34 309)
Billets subordonnés de rang inférieur (note 18)	(3 931)	(3 825)	(2 409)	(2 011)
	(43 916)	(48 661)	(33 651)	(36 055)

- Les billets à recevoir sont inclus dans les actifs destinés à la vente au bilan consolidé au 31 décembre 2016 et dans les autres actifs à court terme et les actifs incorporels et autres actifs au bilan consolidé au 31 décembre 2015. La juste valeur est calculée en fonction des modalités initiales du contrat.
- La dette à long terme est constatée au coût après amortissement, exception faite d'un montant de 850 millions de dollars US (850 millions de dollars US en 2015) attribuable au risque couvert et constaté à la juste valeur.
- Le bénéfice net consolidé de 2016 tient compte de gains non réalisés de 2 millions de dollars (gains de 2 millions de dollars en 2015) au titre des ajustements de la juste valeur attribuables au risque de taux d'intérêt couvert lié aux relations de couverture de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant la dette à long terme de 850 millions de dollars US au 31 décembre 2016 (850 millions de dollars US en 2015). 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)	2016		2015	
	Placements restreints en raison de l'ICQF ²	Autres placements restreints ³	Placements restreints en raison de l'ICQF ²	Autres placements restreints ³
Juste valeur ¹				
Titres à revenu fixe (échéant à moins de 1 an)	—	19	—	26
Titres à revenu fixe (échéant entre 1 an et 5 ans)	—	117	—	64
Titres à revenu fixe (échéant entre 5 et 10 ans)	9	—	—	—
Titres à revenu fixe (échéant à plus de 10 ans)	513	—	261	—
Total de la juste valeur au 31 décembre	522	136	261	90
Pertes nettes non réalisées pour l'exercice clos le 31 décembre	(28)	(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.
- 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 ces pertes à titre d'actifs ou de passifs réglementaires.
- 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. Les gains et les pertes non réalisés sur les autres placements restreints sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

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 à l'aide de cours du marché disponibles. 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 recouverts 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 recouverts auprès d'eux au cours d'exercices subséquents au moment du règlement des instruments dérivés.

Présentation des instruments dérivés au bilan

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)

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 2015, le classement de la juste valeur des instruments dérivés au bilan s'établit comme suit :

au 31 décembre 2015 (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	46	—	—	326	372
Change	—	—	65	2	67
Taux d'intérêt	—	1	—	2	3
	46	1	65	330	442
Actifs incorporels et autres actifs (note 12)					
Produits de base ²	11	—	—	126	137
Change	—	—	29	—	29
Taux d'intérêt	—	2	—	—	2
	11	2	29	126	168
Total des actifs dérivés	57	3	94	456	610
Créditeurs et autres (note 14)					
Produits de base ²	(112)	—	—	(443)	(555)
Change	—	—	(313)	(54)	(367)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	(2)	(4)
	(113)	(1)	(313)	(499)	(926)
Autres passifs à long terme (note 15)					
Produits de base ²	(31)	—	—	(131)	(162)
Change	—	—	(461)	—	(461)
Taux d'intérêt	(1)	(1)	—	—	(2)
	(32)	(1)	(461)	(131)	(625)
Total des passifs dérivés	(145)	(2)	(774)	(630)	(1 551)

1 La juste valeur est égale à la valeur comptable.

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

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 2016	Électricité	Gaz naturel	Liquides	Change	Intérêts
Achats ¹	86 887	182	6	—	—
Ventes ¹	58 561	147	6	—	—
Millions de dollars	—	—	—	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 Gpi³ et en millions de barils respectivement.

au 31 décembre 2015	Électricité	Gaz naturel	Change	Intérêts
Achats ¹	70 331	133	—	—
Ventes ¹	54 382	70	—	—
Millions de dollars	—	—	1 476 US	1 100 US
Dates d'échéance	2016–2020	2016–2020	2016	2016–2019

¹ Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés en GWh et en Gpi³ 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)	2016	2015
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base ²	123	(37)
Change	25	(21)
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(204)	(151)
Change	62	(112)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couvertures		
(Pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(167)	(179)
Change	(101)	—
Taux d'intérêt	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 Par suite de l'annonce par la société, le 17 mars 2016, de son intention de vendre ses actifs d'électricité du nord-est des États-Unis, des pertes de 49 millions de dollars et des gains de 7 millions de dollars (néant en 2015) au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées ont été inscrits dans le bénéfice net en 2016 lorsqu'il était probable que l'opération couverte sous-jacente ne se produirait pas en raison d'une vente future.

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)	2016	2015
Variation de la juste valeur des instruments dérivés constatée dans les autres éléments du résultat étendu (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	39	(92)
Taux d'intérêt ³	5	—
	44	(92)
Reclassement des gains sur les instruments dérivés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net (partie efficace) ¹		
Produits de base ²	57	128
Taux d'intérêt ³	14	16
	71	144
Pertes sur les instruments dérivés constatés dans le bénéfice net (partie inefficace)		
Produits de base ²	—	—

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

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 2016	Montants bruts des instruments dérivés présentés au bilan	Montants disponibles à des fins de compensation¹	Montants nets
(en millions de dollars canadiens)			
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.

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 2015 :

au 31 décembre 2015 (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	509	(418)	91
Change	96	(93)	3
Taux d'intérêt	5	(1)	4
	610	(512)	98
Instruments dérivés – passifs			
Produits de base	(717)	418	(299)
Change	(828)	93	(735)
Taux d'intérêt	(6)	1	(5)
	(1 551)	512	(1 039)

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 2016, la société avait fourni à ses contreparties des garanties en trésorerie de 305 millions de dollars (482 millions de dollars en 2015) et des lettres de crédit de 27 millions de dollars (41 millions de dollars en 2015). La société détenait une garantie en trésorerie de néant (néant en 2015) et des lettres de crédit de 3 millions de dollars (2 millions de dollars en 2015) fournies par des contreparties relativement aux risques liés aux actifs au 31 décembre 2016.

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 2016, la juste valeur totale de tous les instruments dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel était en position nette créditrice de 19 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015), et la société a fourni à ce titre des garanties de néant (néant en 2015) dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2016, la société aurait été tenue de fournir à ses contreparties des garanties supplémentaires de 19 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015). 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 identiques auxquels la société a accès à la date d'évaluation.
Niveau 2	<p>Évaluations fondées sur l'extrapolation de données autres que les prix cotés inclus dans le niveau 1, pour lesquelles toutes les données importantes peuvent être observées directement ou indirectement.</p> <p>Il peut s'agir de taux de change officiels, de taux d'intérêt, de courbes de swaps de taux d'intérêt, de courbes de rendement de prix et de prix indiqués par un fournisseur de services de données externe.</p> <p>Cette catégorie comprend les actifs et les passifs liés à des instruments dérivés portant sur les taux d'intérêt et les taux de change lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le résultat et les instruments financiers dérivés portant sur les produits de base lorsque la juste valeur a été déterminée selon l'approche par le marché.</p> <p>L'évolution des conditions du marché pourrait entraîner des transferts entre le niveau 1 et le niveau 2.</p>
Niveau 3	<p>Évaluation des actifs et des passifs selon l'approche par le marché en fonction de l'extrapolation de données qui ne sont pas observables ou lorsque les données observables n'appuient pas une partie importante de la juste valeur des instruments dérivés. Cette catégorie comprend essentiellement les opérations à échéance éloignée visant des produits de base sur certains marchés, lorsque la liquidité est faible. La société se sert 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.</p> <p>Les actifs et les passifs évalués à la juste valeur peuvent fluctuer entre le niveau 2 et le niveau 3 selon la proportion de la valeur du contrat dont la durée se prolonge au-delà de la période pour laquelle il est jugé que les données importantes sont observables. Lorsqu'ils approchent de leur échéance et que les données de marché observables deviennent disponibles, les contrats sont transférés du niveau 3 au niveau 2.</p>

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

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 2015, est classée comme suit :

au 31 décembre 2015	Prix cotés sur des marchés actifs (niveau 1)¹	Autres données importantes observables (niveau 2)¹	Données importantes non observables (niveau 3)¹	Total
(en millions de dollars canadiens)				
Actifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	34	462	13	509
Change	—	96	—	96
Taux d'intérêt	—	5	—	5
Passifs liés aux instruments dérivés				
Produits de base	(102)	(611)	(4)	(717)
Change	—	(828)	—	(828)
Taux d'intérêt	—	(6)	—	(6)
	(68)	(882)	9	(941)

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 2015.

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)	2016	2015
Solde au début de l'exercice	9	4
Total des gains comptabilisés dans le bénéfice net	13	3
Ventes	(3)	(2)
Règlements	(2)	(1)
Transferts du niveau 3	(1)	5
Solde à la clôture de l'exercice¹	16	9

¹ Les produits comprennent des gains non réalisés de 7 millions de dollars (7 millions de dollars en 2015) attribuables à des instruments dérivés de la catégorie de niveau 3 toujours détenus au 31 décembre 2016.

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 baisse ou à une hausse de 2 millions de dollars de la juste valeur des instruments dérivés compris dans le niveau 3 et en vigueur au 31 décembre 2016.

25. VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

exercices clos les 31 décembre	2016	2015	2014
(en millions de dollars canadiens)			
Augmentation des débiteurs	(482)	(65)	(189)
Augmentation des stocks	(87)	(3)	(28)
Augmentation des actifs destinés à la vente	(13)	—	—
Diminution (augmentation) des autres actifs à court terme	328	(272)	(385)
Augmentation (diminution) des créiteurs et autres	424	(97)	377
Augmentation des intérêts courus	62	91	36
Augmentation des passifs afférents aux actifs destinés à la vente	16	—	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement d'exploitation	248	(346)	(189)

26. AUTRES ACQUISITIONS ET CESSIONS

Gazoducs – États-Unis

Portland Natural Gas Transmission System

Le 1^{er} janvier 2016, TransCanada a réalisé 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.

TC Offshore LLC

Le 1^{er} mars 2016, la société a réalisé la vente de TC Offshore LLC, ce qui a donné lieu à une perte additionnelle de 4 millions de dollars, avant les impôts, à la cession qui a été incluse dans la (perte) le gain sur la vente d'actifs destinés à la vente ou vendus à l'état consolidé des résultats.

Iroquois Gas Transmission System LP

Le 31 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 1^{er} 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 %.

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.

Bison Pipeline LLC

En octobre 2014, TransCanada a réalisé la vente de sa participation résiduelle de 30 % dans Bison à TC Pipelines, LP pour un prix d'achat global de 215 millions de dollars US.

Gazoducs – Mexique

Gas Pacifico/INNERGY

En novembre 2014, TransCanada a vendu ses participations comptabilisées à la valeur de consolidation de 30 % dans Gas Pacifico et INNERGY pour un produit brut global de 9 millions de dollars et elle a constaté un gain de 9 millions de dollars (8 millions de dollars après les impôts).

Énergie

Ironwood

Le 1^{er} février 2016, TransCanada a acquis la centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel Ironwood d'une capacité de 778 MW, située à Lebanon, en Pennsylvanie, pour une contrepartie de 653 millions de dollars US en trésorerie, compte tenu des ajustements postérieurs à l'acquisition. La centrale Ironwood approvisionne le secteur de l'énergie sur le marché énergétique de PJM. 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 sur les produits et le bénéfice net de la société pour chacune des périodes présentées n'est pas significative. Au 31 décembre 2016, Ironwood a été classée dans les actifs destinés à la vente. Il y a lieu de se reporter à la note 6 « Actifs destinés à la vente » pour un complément d'information.

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 B et Bruce A 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.

Énergie solaire en Ontario

Dans le cadre d'une convention d'achat conclue en 2011 avec Canadian Solar Solutions Inc., TransCanada a réalisé l'acquisition de quatre centrales d'énergie solaire en Ontario en contrepartie de 241 millions de dollars en 2014. La totalité de l'électricité produite par les centrales d'énergie solaire est vendue à l'Office de l'électricité de l'Ontario aux termes de CAE de 20 ans.

Cancarb

En avril 2014, TransCanada a vendu Cancarb Limited et son installation connexe de production d'électricité pour un produit brut global de 190 millions de dollars et elle a comptabilisé un gain de 108 millions de dollars (99 millions de dollars après les impôts).

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	Paiements minimums au titre des contrats de location	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Paiements nets
(en millions de dollars canadiens)			
2017	129	5	124
2018	122	4	118
2019	106	2	104
2020	69	2	67
2021	69	1	68
2022 et par la suite	621	3	618
	1 116	17	1 099

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 2016 se sont élevées à 145 millions de dollars (131 millions de dollars en 2015; 114 millions de dollars en 2014).

Les engagements de TransCanada au 31 décembre 2016 comprennent des paiements futurs afférents à notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis. À la clôture de la vente de Ravenswood, les engagements de TransCanada devraient diminuer de 54 millions de dollars en 2017 et en 2018, de 35 millions de dollars en 2019 et de 106 millions de dollars en 2022 et par la suite.

TransCanada et les sociétés lui étant affiliées 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.

Autres engagements

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 2016, TransCanada devait engager, dans le secteur des gazoducs au Canada, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,8 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars en 2015), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets du réseau de gazoducs de NGTL.

Au 31 décembre 2016, TransCanada devait engager, dans le secteur des gazoducs aux États-Unis, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,1 milliard de dollars (0,2 milliard de dollars en 2015), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs d'ANR.

Au 31 décembre 2016, TransCanada devait engager, dans le secteur des gazoducs au Mexique, des dépenses en immobilisations totalisant environ 2,1 milliards de dollars (0,2 milliard de dollars en 2015), principalement pour les coûts des travaux de construction liés aux projets de gazoducs de Sur de Texas, de Tula et de Villa de Reyes au Mexique.

Au 31 décembre 2016, la société devait engager, dans le secteur des pipelines de liquides, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,2 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars en 2015) principalement pour les coûts de construction des pipelines Northern Courier.

Au 31 décembre 2016, la société devait engager, dans le secteur de l'énergie, des dépenses en immobilisations totalisant environ 0,5 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars en 2015) se rapportant principalement aux coûts de construction pour la centrale de Napanee.

Au 31 décembre 2016, la société devait engager, dans le secteur du siège social, des dépenses totalisant environ 0,2 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars en 2015) se rapportant principalement à une entente 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 2016, la société avait constaté quelque 39 millions de dollars (32 millions de dollars en 2015; 31 millions de dollars en 2014) 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, hormis la poursuite relativement à l'oléoduc Keystone XL décrite plus loin, n'aura pas de conséquences significatives sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

En juin 2016, TransCanada a présenté une demande d'arbitrage dans le cadre d'un litige l'opposant au gouvernement américain en vertu de la Convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements entre États et ressortissants d'autres États, du Règlement de procédure relatif aux instances de conciliation et d'arbitrage et du chapitre 11 de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »). Cette réclamation fait suite au refus signifié le 6 novembre 2015 de nous accorder un permis présidentiel pour la construction de l'oléoduc Keystone XL. TransCanada a demandé que des dommages-intérêts lui soient versés parce que le gouvernement américain n'a pas respecté les obligations qui lui incombent en vertu de l'ALENA; ces dommages-intérêts se chiffrent à plus de 15 milliards de dollars US, sans compter les intérêts applicables et les coûts de l'arbitrage. Cet arbitrage en est à une étape préliminaire et la probabilité d'une issue favorable et l'incidence qui pourrait en découler sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de la société demeurent actuellement inconnues.

Garanties

TransCanada et son coentrepreneur pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, ont individuellement garanti solidairement des obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie de Bruce Power est assortie d'un terme allant jusqu'en 2018.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie, dont Sur de Texas, ont soit i) conjointement et solidairement, ii) conjointement ou iii) solidairement 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, dont les conventions d'achat, et au paiement des obligations. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TransCanada, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés.

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Échéance	2016		2015	
		Risque éventuel ¹	Valeur comptable	Risque éventuel ¹	Valeur comptable
Sur de Texas	Diverses jusqu'en 2040	805	53	—	—
Bruce Power	Diverses jusqu'en 2018	88	1	88	2
Autres entités détenues conjointement	Diverses jusqu'en 2040	87	28	139	24
		980	82	227	26

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.

En 2016, une provision supplémentaire de 44 millions de dollars avant les impôts a été constatée eu égard aux variations des pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Des tranches d'environ 157 millions de dollars et 22 millions de dollars ont été constatées au titre des coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2016, respectivement. En 2015, un montant de 58 millions de dollars a été inscrit dans les produits à l'état consolidé des résultats et qui se rapportait à des coûts recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. De plus, des tranches de 44 millions de dollars et de 22 millions de dollars ont été comptabilisées à titre d'actifs réglementaires au bilan consolidé aux 31 décembre 2015 et 2016, respectivement, car il est prévu que ces montants seront recouverts par le truchement des structures réglementaires et tarifaires dans des périodes ultérieures, et une tranche de 8 millions de dollars a été capitalisée dans les coûts des projets touchés par la restructuration de l'entreprise en 2015.

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 sous-location	Total
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2015	60	27	87
Charges de restructuration	—	44	44
Paiements au comptant	(24)	(8)	(32)
Passif au titre de la restructuration au 31 décembre 2016	36	63	99

29. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

Par suite de la mise en œuvre des nouvelles directives du FASB portant sur la consolidation, un certain nombre d'entités que contrôle TransCanada sont désormais considérées comme des EDDV. 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. Le tableau suivant présente les actifs et passifs des EDDV consolidées pour lesquelles les actifs ne peuvent servir qu'à des fins autres que le règlement d'obligations des EDDV.

au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	77	54
Débiteurs	71	55
Stocks	25	25
Autres	10	6
	183	140
Immobilisations corporelles	3 685	3 704
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	606	664
Écart d'acquisition	525	541
Actifs incorporels et autres actifs	1	—
	5 000	5 049
PASSIF		
Passif à court terme		
Créditeurs et autres	80	74
Intérêts courus	21	21
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an	76	45
	177	140
Passifs réglementaires	34	33
Autres passifs à long terme	4	4
Passifs d'impôts reportés	7	—
Dette à long terme	2 827	2 998
	3 049	3 175

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 :

au 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2016	2015
Bilan		
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation	4 964	5 410
Hors bilan		
Risque éventuel découlant des garanties	163	227
Risque maximal de perte	5 127	5 637

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 : **403.920.7911**

Sans frais : **1.800.361.6522**

investor_relations@transcanada.com

www.transcanada.com

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

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 www.csreport.transcanada.com

Siège social de la société

TransCanada Corporation

450 – 1 Street SW

Calgary, Alberta, Canada

T2P 5H1



Suivez-nous sur Twitter :

@TransCanada and @TransCanadaJobs

Recherche d'emploi :

Jobs.TransCanada.com

Contactez-nous sur LinkedIn :

LinkedIn.com/Company/TransCanada

Abonnez-vous à notre chaîne YouTube :

YouTube.com/TransCanada

Visitez notre blogue :

Blog.TransCanada.com



Consultez notre rapport
annuel en ligne au
www.transcanada.com

Imprimé au Canada
Février 2017

MEMBER OF
Dow Jones
Sustainability Indices
In Collaboration with RobecoSAM

