

Rapport de gestion

Le 14 février 2018

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TransCanada Corporation. Il porte sur nos entreprises, nos activités et notre situation financière et traite des risques et des autres facteurs ayant une incidence sur la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

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

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	6
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	10
• Trois entreprises essentielles	10
• Notre stratégie	12
• Incidence de la réforme fiscale aux États-Unis	14
• Acquisition de Columbia Pipeline Group, Inc. en 2016	15
• Programme d'investissement	16
• Points saillants des résultats financiers de 2017	18
• Perspectives	25
ENTREPRISE DE GAZODUCS	26
GAZODUCS – CANADA	34
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	39
GAZODUCS – MEXIQUE	45
RISQUES LIÉS À L'ENTREPRISE DE GAZODUCS	48
PIPELINES DE LIQUIDES	50
ÉNERGIE	60
SIÈGE SOCIAL	72
SITUATION FINANCIÈRE	77
AUTRES RENSEIGNEMENTS	91
• Risques et gestion des risques	91
• Contrôles et procédures	99
• Estimations comptables critiques	100
• Instruments financiers	104
• Modifications comptables	107
• Rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable au bénéfice sectoriel	111
• Résultats trimestriels	112
GLOSSAIRE	120

Au sujet de la présente publication

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

INFORMATION PROSPECTIVE

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

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

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

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

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

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

Hypothèses

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

Risques et incertitudes

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

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

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

POUR UN COMPLÉMENT D'INFORMATION

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

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous utilisons les mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

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

Toute décision de ne pas ajuster une mesure en fonction d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur :

- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des remboursements et des ajustements d'impôts sur le bénéfice ainsi que des modifications apportées aux taux en vigueur;
- des gains ou des pertes à la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- l'incidence de décisions rendues par des organismes de réglementation ou de règlements d'arbitrage portant sur le résultat d'exercices précédents;
- des coûts de restructuration;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, d'investissements et d'autres actifs, y compris certains coûts liés à leur maintien et à leur liquidation;
- les coûts d'acquisition et d'intégration.

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

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

Mesure comparable	Mesure initiale
résultat comparable	bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net (perte nette) par action ordinaire
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAII comparable	bénéfice sectoriel
fonds provenant de l'exploitation comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	entrées nettes liées aux activités d'exploitation

Résultat comparable et résultat comparable par action

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

BAll comparable et BAIIA comparable

Le BAll comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction des postes particuliers décrits ci-dessus. Nous utilisons le BAll comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'une mesure utile pour évaluer la performance et d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Le BAIIA comparable est calculé de la même manière que le BAll comparable, sauf qu'il exclut les charges d'amortissement hors trésorerie. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements » pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel.

Fonds provenant de l'exploitation et fonds provenant de l'exploitation comparables

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

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

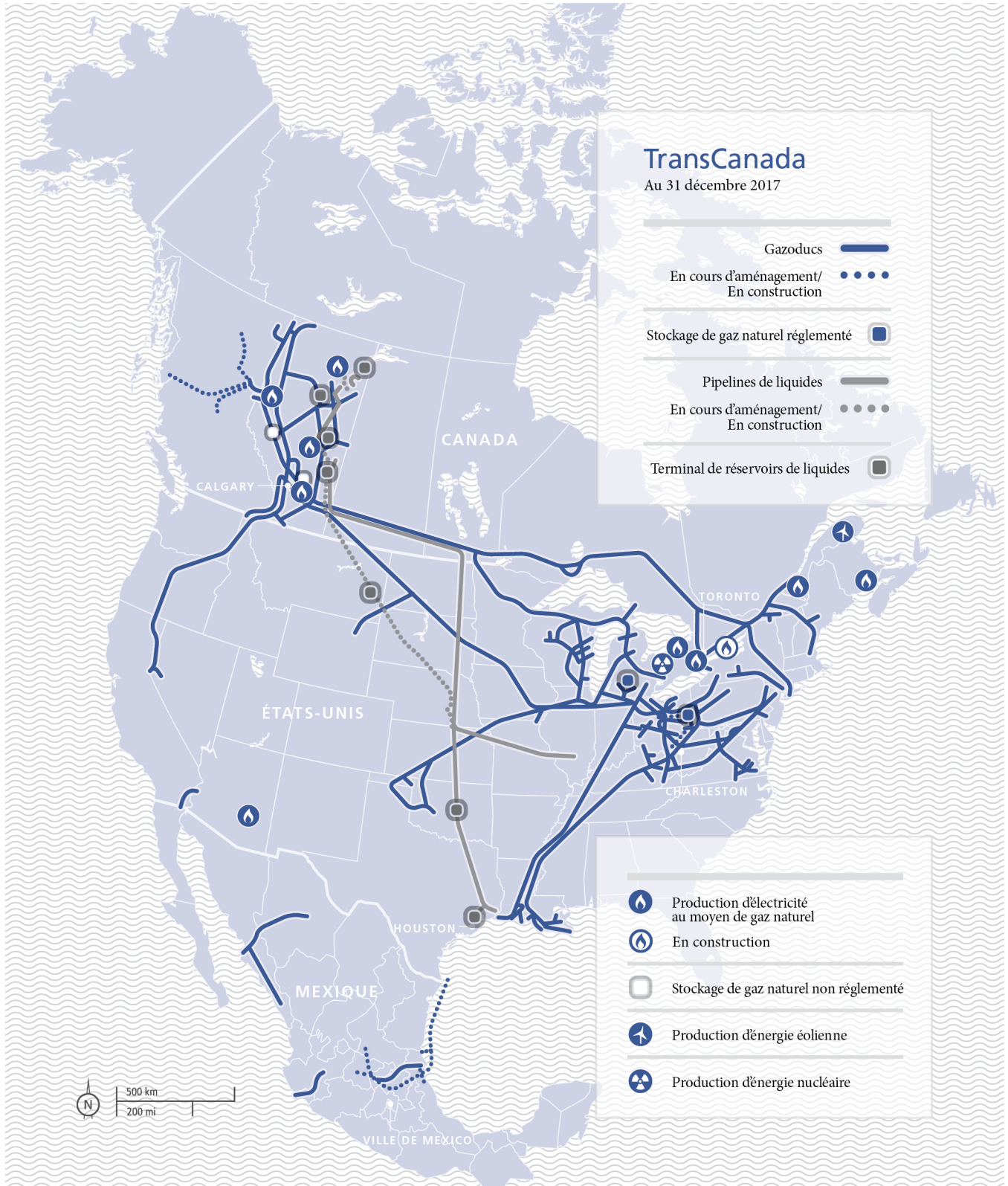
Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant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

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

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

Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TransCanada est un chef de file de l'aménagement responsable et de l'exploitation fiable d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, y compris des gazoducs, des pipelines de liquides, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel.



TROIS ENTREPRISES ESSENTIELLES

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

Exercice en un coup d'œil

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

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

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

1 Compte tenu de Columbia depuis juillet 2016.

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

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

1 Compte tenu de Columbia depuis juillet 2016.

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

NOTRE STRATÉGIE

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

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

Éléments clés du coup d'œil sur la stratégie

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

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

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

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

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

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

4 Maximiser notre capacité concurrentielle

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

Avantage concurrentiel

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

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

RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS

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

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

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

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

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

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

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

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

ACQUISITION DE COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC. EN 2016

Le 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.

À la date d'acquisition, Columbia exploitait des gazoducs réglementés d'une longueur d'environ 24 500 km (15 200 milles), des installations de stockage de gaz naturel d'une capacité de 285 Gpi³ et certains actifs intermédiaires connexes. Nous avons acquis Columbia pour étendre nos activités liées au gaz naturel sur le marché américain, ce qui nous permettra de profiter de nouvelles occasions de croissance à long terme. L'acquisition visait également un gros portefeuille de nouveaux projets d'investissements de croissance comprenant sept importantes expansions de pipelines ayant pour but d'acheminer aux marchés l'approvisionnement croissant provenant des bassins de production Marcellus / Utica, ainsi qu'un programme de modernisation des infrastructures existantes jusqu'en 2020 inclusivement visant à continuer d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau.

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

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

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

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

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

Columbia Pipeline Partners LP

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

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

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

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

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

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

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

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

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

Projets à court terme

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

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

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

3 Notre quote-part.

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

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

Projets à moyen et à long terme

Les projets à moyen et à long terme comportent une plus grande incertitude en ce qui a trait au calendrier et aux coûts estimatifs des projets. Les dates de mise en service prévues de ces projets sont ultérieures à 2020, et les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous rendent compte des coûts les plus récents pour chaque projet selon les documents déposés auprès des organismes de réglementation pertinents ou autrement établis. Ces projets sont assujettis à des approbations, notamment la décision d'investissement finale et/ou des processus réglementaires complexes; cependant, sauf mention contraire, ils sont tous garantis sur le plan commercial. Il y a lieu de consulter la rubrique « Faits marquants » de chacun des secteurs d'activité pour un complément d'information sur ces projets.

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

1 Les approbations réglementaires ont été obtenues, et nous nous affairons à obtenir des garanties commerciales supplémentaires.

2 Notre quote-part.

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

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

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2017

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

Le bénéfice avant les intérêts, les impôts et l'amortissement (« BAIIA ») comparable, le bénéfice avant les intérêts et les impôts (« BAII ») comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR. Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons ainsi que les pages 79 et 111 pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR équivalentes.

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2017	2016	2015
Bénéfice			
Produits	13 449	12 547	11 353
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	2 997	124	(1 240)
par action ordinaire – de base	3,44 \$	0,16 \$	(1,75) \$
– dilué(e)	3,43 \$	0,16 \$	(1,75) \$
BAIIA comparable	7 377	6 647	5 908
Résultat comparable	2 690	2 108	1 755
par action ordinaire	3,09 \$	2,78 \$	2,48 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	5 230	5 069	4 384
Fonds provenant de l'exploitation comparables	5 641	5 171	4 815
Flux de trésorerie distribuables comparables			
– compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	3 599	3 541	3 457
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	4 963	4 482	4 243
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire			
– compte tenu de la totalité des dépenses d'investissement de maintien	4,13 \$	4,67 \$	4,88 \$
– compte tenu des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables uniquement	5,69 \$	5,91 \$	5,98 \$
Dépenses d'investissement ¹	9 210	6 067	4 922
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	13 608	236
Produit des ventes d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	5 317	6	—
Bilan			
Total de l'actif	86 101	88 051	64 398
Dettes à long terme	34 741	40 150	31 456
Billets subordonnés de rang inférieur	7 007	3 931	2 409
Actions privilégiées	3 980	3 980	2 499
Participations sans contrôle	1 852	1 726	1 717
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	21 059	20 277	13 939
Dividendes déclarés²			
par action ordinaire	2,50 \$	2,26 \$	2,08 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré	872	759	709
– émises et en circulation	881	864	703

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

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

Résultats consolidés

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

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

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

2017

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain net de 307 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, qui se compose d'un gain de 440 millions de dollars après les impôts sur la vente de TC Hydro, d'une perte supplémentaire de 190 millions de dollars après les impôts inscrite au titre de la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne, du produit d'une assurance de tiers de 23 millions de dollars après les impôts découlant d'un arrêt d'exploitation à Ravenswood en 2017, de coûts de cession de 14 millions de dollars après les impôts et des ajustements liés aux impôts sur le bénéfice;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ce projet;
- une charge de 69 millions de dollars après les impôts au titre des coûts d'intégration liés à l'acquisition de Columbia;
- une charge de 28 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- un recouvrement d'impôts de 7 millions de dollars se rapportant à la perte réalisée sur la vente à un tiers des actifs du projet Keystone XL. Une provision à l'égard de la perte avant les impôts attendue sur ces actifs a été incluse dans la charge de dépréciation de 2015, mais les recouvrements d'impôts connexes n'ont pu être comptabilisés avant leur réalisation.

2016

- une dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood. Par suite de renseignements obtenus lors de la monétisation de notre entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur des installations de Ravenswood n'était plus supérieure à leur valeur comptable;
- une perte de 873 millions de dollars après les impôts sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de cession de 10 millions de dollars après les impôts;
- une charge de dépréciation de 176 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable de nos CAE en Alberta (directement et par le truchement de notre participation dans ASTC Power Partnership) par suite de notre décision de résilier les CAE et une perte de 68 millions de dollars après les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- les coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui se sont traduits par une charge de 273 millions de dollars après les impôts comprenant des paiements d'équivalent de dividendes de 109 millions de dollars sur les reçus de souscription émis dans le cadre du financement permanent de la transaction, des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 90 millions de dollars, des coûts d'acquisition de 36 millions de dollars et un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à la clôture de l'acquisition, sommes annulées en partie par des intérêts créditeurs de 6 millions de dollars sur les fonds 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 étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge après les impôts de 16 millions de dollars au titre de la restructuration se rapportant essentiellement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivaient dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'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.

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

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

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

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

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

Résultat comparable

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

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

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

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

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

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

Flux de trésorerie

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

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

Fonds liés aux activités d'investissement

Dépenses d'investissement¹

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

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

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

Produit de la vente d'actifs

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

Bilan

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

Dividendes

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

Régime de réinvestissement des dividendes

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

Dividendes en trésorerie versés

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

PERSPECTIVES

Résultat

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

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

Ces éléments étant neutralisés en partie par :

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

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

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

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

GAZODUCS

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

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

En plus de nos gazoducs interétatiques, nous détenons aux États-Unis des installations de stockage de gaz naturel réglementées d'une capacité aménagée totale de 535 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 des services intermédiaires, qui offrent des services spécifiques aux producteurs gaziers, dont la collecte, le traitement, le conditionnement et la manutention des liquides, surtout dans le bassin des Appalaches.

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

Coup d'œil sur la stratégie

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

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

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

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

Points saillants des résultats

- En 2017, nous avons mis en service des installations nouvelles d'environ 3,3 milliards de dollars, dont des installations de 1,7 milliard de dollars pour le réseau de NGTL, de 0,2 milliard de dollars pour le réseau principal au Canada et de 1,4 milliard de dollars pour les gazoducs aux États-Unis.
- En 2017, nous avons entrepris des projets d'investissement supplémentaires totalisant 0,3 milliard de dollars US visant les gazoducs aux États-Unis.
- En juin 2017, nous avons annoncé un nouveau programme d'expansion de notre réseau de NGTL de 2 milliards de dollars, qui repose sur une demande supplémentaire soutenue par des contrats conclus avec des clients et portant sur des services garantis de réception et de livraison de quelque 3 Gpi³/j.
- En juillet 2017, on nous a informés que Pacific Northwest (« PNW ») LNG ne donnerait pas suite à son projet proposé de GNL et que Progress Energy résilierait son entente conclue avec nous relativement à l'aménagement du projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR »). Conformément aux modalités de l'entente, nous avons donc reçu de Progress Energy, en octobre 2017, un paiement de 0,6 milliard de dollars correspondant au recouvrement complet des coûts engagés, y compris les frais financiers.
- En novembre 2017, nous avons commencé à transporter des volumes sur le réseau principal au Canada aux termes de la nouvelle entente à long terme de transport à prix fixe de Dawn.
- En décembre 2017, nous avons déposé, sous réserve de l'approbation de l'ONÉ, une convention supplémentaire visant le réseau principal au Canada dans le but de fixer les droits qui seront pratiqués de 2018 à 2020, et ce, pour respecter l'une des conditions sous-tendant l'approbation par l'ONÉ de la demande tarifaire de TransCanada pour la période 2015-2030.
- En janvier 2018, le projet Leach XPress de Columbia Gas a été mis en service.
- En février 2018, nous avons annoncé un programme supplémentaire d'expansion de notre réseau de NGTL de 2,4 milliards de dollars.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS

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

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

Nos principaux réseaux de gazoducs

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

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

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

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

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

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

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

Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts

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

Tant au Canada qu'aux États-Unis et au Mexique, les organismes de réglementation nous autorisent à recouvrer les coûts d'exploitation du réseau au moyen de droits de service. Ces droits comprennent généralement un rendement du capital investi dans les actifs ou la base tarifaire, ainsi que la récupération de la base tarifaire au fil du temps par amortissement. Les autres coûts 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 provenant d'installations d'exportation de GNL. L'utilisation et la croissance du réseau varient en fonction des changements liés à l'emplacement et au coût relatif des approvisionnements gaziers, ainsi qu'aux changements d'emplacement des marchés et à l'évolution de la demande.

Nous comptons de nombreux gazoducs qui desservent les deux régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. Dans une moindre mesure, nos pipelines transportent aussi du gaz naturel à partir d'autres bassins importants, dont ceux des Rocheuses, de Williston, de Haynesville, de Fayetteville et d'Anadarko et le golfe du Mexique. Nous prévoyons une croissance continue de la production de gaz naturel en Amérique du Nord, qui doit répondre à la demande croissante des marchés intérieurs, notamment en ce qui a trait aux secteurs de la production d'électricité et de l'industrie qui profitent des prix relativement bas du gaz naturel. De plus, l'offre nord-américaine devrait bénéficier d'un accès aux marchés internationaux grâce aux exportations de GNL. Nous estimons que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord, y compris les exportations de GNL, devrait atteindre environ 105 Gpi³/j d'ici 2020, ce qui représente une augmentation d'environ 10 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2017.

Cet accroissement prévu de la demande de gaz naturel, jumelé au taux de déclin annuel de la production de gaz naturel, qui est de 15 % à 20 %, laisse prévoir qu'une production supplémentaire annuelle pouvant aller jusqu'à 25 Gpi³/j sera nécessaire, ce qui procurera des occasions d'investissement aux sociétés d'infrastructures pipelinières qui pourront construire de nouvelles installations ou favorisera l'utilisation accrue du réseau existant.

Évolution de la demande

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

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

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

Prix des produits de base

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

Concurrence accrue

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



Priorités stratégiques

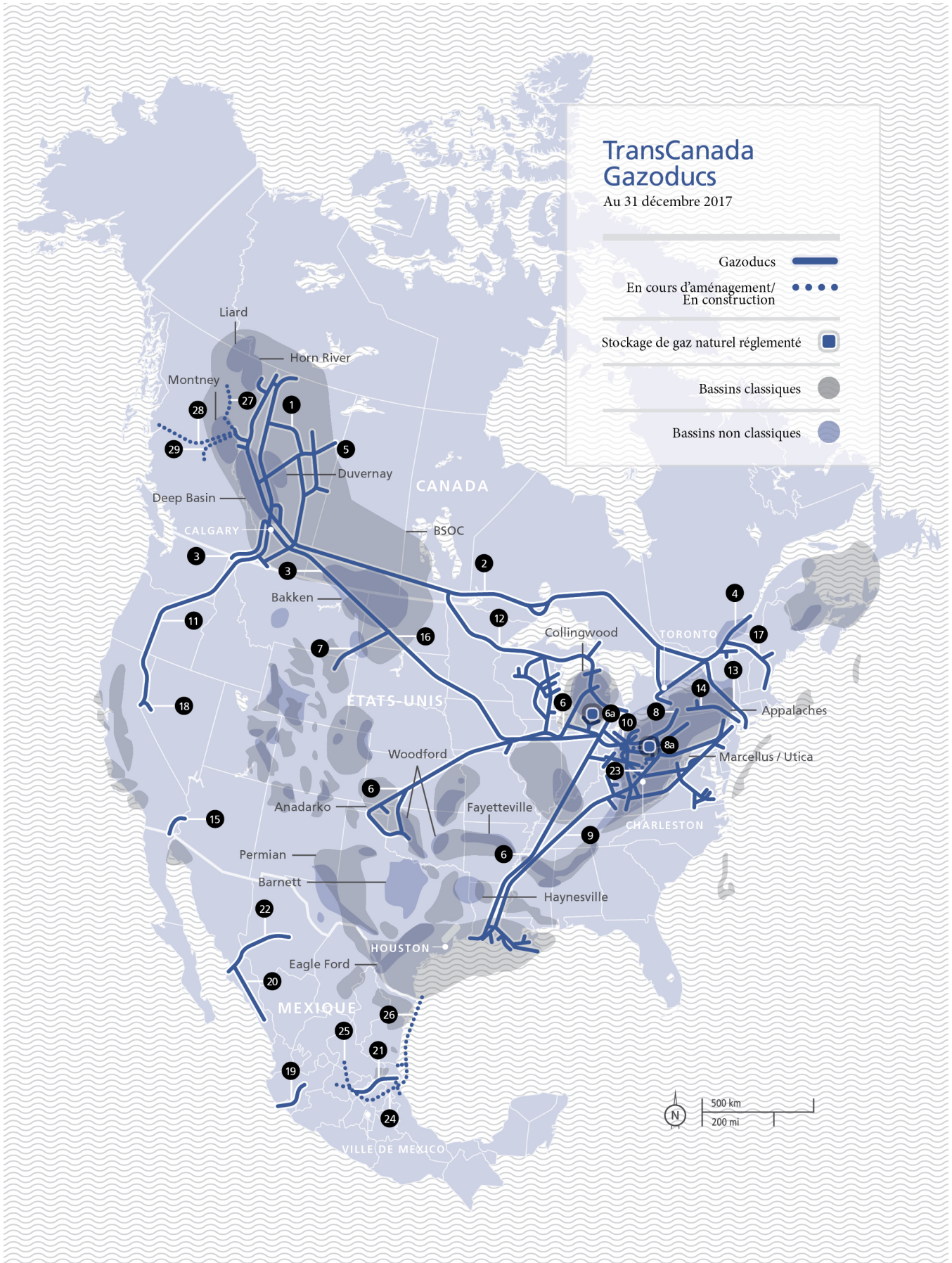
Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant à la demande de plus en plus forte sur les marchés gaziers existants. Nous nous efforçons également d'adapter nos actifs existants à l'évolution de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

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

TransCanada Gazoducs

Au 31 décembre 2017

- Gazoducs 
- En cours d'aménagement/
En construction 
- Stockage de gaz naturel réglementé 
- Bassins classiques 
- Bassins non classiques 



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

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

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

	Longueur	Description	Participation effective	
Gazoducs au Mexique				
24	Tula	300 km** (186 milles)	Gazoduc qui achemine du gaz naturel depuis Tuxpan, dans l'État de Veracruz, jusque dans les États de Puebla et de Hidalgo, à des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans chacun de ces territoires ainsi qu'au centre et dans les régions de l'ouest du Mexique.	100 %
25	Villa de Reyes	420 km** (261 milles)	Gazoduc qui acheminera du gaz naturel depuis Tula, dans l'État de Hidalgo, à Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula.	100 %
26	Sur de Texas	800 km** (497 milles)	Gazoduc qui commencera dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et s'étendra jusqu'à Tuxpan, dans l'État mexicain de Veracruz; il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula.	60 %

Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction

Gazoducs au Canada				
27	North Montney	206 km** (128 milles)	Prolongement du réseau de NGTL qui recevra du gaz naturel de la zone productrice de North Montney et qui se raccordera au réseau principal existant de NGTL à Groundbirch.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2019	138 km** (86 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2019.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2020	125 km** (78 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2020.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2021	401 km** (249 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression. La première mise en service devrait avoir lieu en novembre 2021.	100 %

Gazoducs aux États-Unis

*	Buckeye XPress	103 km** (64 milles)	Projet de Columbia Gas visant la modernisation et le remplacement de conduites et de postes de compression en Ohio pour le transport de la production supplémentaire des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers des emplacements situés le long du réseau.	100 %
*	Portland XPress	s. o.	Projet de PNGTS visant l'expansion du réseau au moyen de la construction d'installations de compression et d'installations connexes à proximité de postes de compression existants.	15,9 %

En cours d'aménagement

Gazoducs au Canada				
28	Coastal GasLink	670 km** (416 milles)	Gazoduc visant le transport de gaz naturel de la zone productrice de Montney à partir d'un point de raccordement proposé avec le réseau de NGTL près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, vers les installations proposées de GNL Canada pour l'exportation de GNL, près de Kitimat, également en Colombie-Britannique.	100 %
29	Canalisation principale Merrick	260 km** (161 milles)	Réseau qui livre du gaz naturel depuis le réseau principal existant de NGTL à Merrick Groundbirch près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique, jusqu'à son point d'arrivée près de la collectivité de Summit Lake, en Colombie-Britannique.	100 %

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

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

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

Gazoducs – Canada

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU CANADA

Le secteur du gaz naturel au Canada est 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. La structure du capital présumée correspond généralement à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, divisés par une prévision des volumes transportés. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que l'ONÉ a approuvé.

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

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

FAITS MARQUANTS

Gazoducs réglementés au Canada

Réseau de NGTL

En février 2018, nous avons annoncé une nouvelle expansion du réseau de NGTL, totalisant 2,4 milliards de dollars, avec des dates de mise en service étalées entre 2019 et 2021. Ce nouveau programme d'expansion comprendra l'installation de conduites de 16 pouces à 48 pouces sur une longueur d'environ 375 km (233 milles) et de quatre postes de compression d'une capacité combinée de 120 MW de même que la construction des postes de comptage et autres installations connexes. Nous prévoyons des volumes additionnels de 664 TJ/j (620 Mpi³/j) aux termes de services garantis de réception et de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j) aux termes de services garantis de livraison à nos principaux points d'exportation frontaliers et points de livraison intrabassin.

En juin 2017, nous avons annoncé un nouveau programme d'expansion de notre réseau de NGTL de 2 milliards de dollars, qui repose sur une demande supplémentaire soutenue par des contrats conclus avec des clients et porte sur des services garantis de réception et de livraison de quelque 3,2 PJ/j (3,0 Gpi³/j).

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

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

Expansion de Towerbirch

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

North Montney

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

Projet de croisement de Sundre

Le 28 décembre 2017, l'ONÉ a approuvé le projet de croisement de Sundre, sur le réseau de NGTL. Ce projet de conduite d'environ 100 millions de dollars, d'une longueur de 21 km (13 milles) et d'un diamètre de 42 pouces, accroîtra de 245 TJ/j (229 Mpi³/j) les livraisons de gaz vers la frontière entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, où la conduite sera raccordée aux gazoducs de TransCanada en aval. La mise en service est prévue pour le 1^{er} avril 2018.

Besoins en produits pour 2018 du réseau de NGTL

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

Réseau principal au Canada

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

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

Le 1^{er} novembre 2017, nous avons commencé à assurer le nouveau service aux termes des ententes de transport à prix fixe de Dawn sur le réseau principal au Canada. Ce service, approuvé par l'ONÉ, permet aux producteurs du BSOC de transporter jusqu'à 1,5 PJ/j (1,4 Gpi³/j) de gaz naturel au tarif simplifié de 0,77 \$/GJ entre le point de collecte d'Empress, en Alberta, et le carrefour Dawn, dans le sud de l'Ontario. Le service est rendu conformément à des contrats de dix ans prévoyant un droit de résiliation anticipée pouvant être exercé après cinq ans. Toute résiliation anticipée entraîne l'imposition d'un tarif majoré pour les deux dernières années du contrat.

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

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

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

Projet d'expansion du poste de compression Maple

En 2017, le réseau principal au Canada a reçu des demandes visant l'expansion de la capacité au marché du sud de l'Ontario et la livraison au Canada atlantique par le biais des réseaux TQM et PNGTS. Les demandes visant des services garantis d'environ 86 TJ/j (80 Mpi³/j) soulignent le besoin d'une capacité de compression élargie au poste de compression Maple actuel. Les clients ont conclu des ententes de quinze ans préalables au démarrage du projet au coût d'environ 110 millions de dollars. Une demande d'approbation a été déposée auprès de l'ONÉ le 2 novembre 2017. Nous avons demandé à l'ONÉ qu'il rende sa décision de telle sorte que le projet puisse commencer au premier trimestre de 2018 et être mis en service comme prévu le 1^{er} novembre 2019.

Projet du réseau principal de l'Est

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

Projets de gazoducs de GNL

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

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

Coastal Gaslink

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

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

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

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

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

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

exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars)

	2017	2016	2015
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	352	318	269
Réseau principal au Canada	199	208	213
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	8 385	7 451	6 698
Réseau principal au Canada	4 184	4 441	4 784

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

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

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

Amortissement

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

PERSPECTIVES**Résultat**

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

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

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

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

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

Dépenses d'investissement

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

Gazoducs – États-Unis

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AUX ÉTATS-UNIS

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

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

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

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

Société en commandite cotée en bourse de TransCanada

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

FAITS MARQUANTS

Leach XPress

Le gazoduc Leach XPress a été mis en service le 1^{er} janvier 2018. Ce projet de Columbia Gas transporte environ 1,6 PJ/j (1,5 Gpi³/j) du gaz provenant des gisements de Marcellus et d'Utica jusqu'aux points de livraison se trouvant le long du réseau.

Rayne XPress

Le gazoduc Rayne XPress a été mis en service le 2 novembre 2017. Ce projet de Columbia Gulf transporte environ 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j) de la production provenant d'un raccordement avec le gazoduc Leach XPress et un autre projet de gazoduc vers les marchés situés le long du réseau et de la côte du golfe du Mexique.

Projets de modernisation I et II

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

Buckeye XPress

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

Projet Mountaineer XPress

Le projet Mountaineer XPress, projet de Columbia Gas visant le transport d'environ 2,9 PJ/j (2,7 Gpi³/j) de la production des gisements de gaz de schiste de Marcellus et d'Utica vers divers points de livraison situés le long du réseau et le raccordement de Leach au réseau de Columbia Gulf, devrait être mis en service au quatrième trimestre de 2018. Le coût du projet est actuellement estimé à 2,6 milliards de dollars US, ce qui représente une augmentation de 0,6 milliard de dollars US du coût de construction estimatif précédemment fixé. En raison d'un mécanisme de partage des coûts, cette augmentation ne devrait pas avoir une incidence importante sur le rendement global du projet.

Gibraltar

Gibraltar est un projet de Midstream visant la construction d'un collecteur pipelinier de gaz sec d'une capacité de 1 000 TJ/j (934 Mpi³/j) dans le sud-ouest de la Pennsylvanie. Il a été mis en service le 1^{er} novembre 2017.

Projet Portland XPress

PNGTS a conclu des ententes préalables au démarrage avec plusieurs sociétés de distribution locales de la Nouvelle-Angleterre et du Canada atlantique visant le renouvellement de certains contrats de location de capacité du réseau dont l'échéance était prévue pour 2019, ainsi que l'accroissement de la capacité certifiée du réseau de PNGTS, qui sera portée de 222 TJ/j (210 Mpi³/j) à 290 TJ/j (275 Mpi³/j). Le projet Portland XPress (le « PXP ») d'environ 80 millions de dollars US sera réalisé en conjonction avec l'augmentation de la capacité en amont. Les dates cibles de mise en service du PXP s'étalent sur une période de trois ans à compter du 1^{er} novembre 2018.

Dernières nouvelles de la FERC

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

Great Lakes

Dossier tarifaire

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

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

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

Règlement de Northern Border

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

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

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

Columbia Pipeline Partners LP

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

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

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

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

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

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

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

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

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

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a augmenté de 570 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016 et de 593 millions de dollars en 2016 par rapport à 2015. Le bénéfice sectoriel de 2017 comprend des coûts de 10 millions de dollars avant les impôts (63 millions de dollars en 2016) se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel de 2016 et de 2015 comprenait également des pertes de 4 millions de dollars et de 125 millions de dollars avant les impôts, respectivement, liées à la conclusion de la convention de décembre 2015 visant la vente de TC Offshore, qui a eu lieu en mars 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du 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 2017 est supérieur de 544 millions de dollars US à celui de 2016. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

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

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

- du résultat supplémentaire apporté par Columbia par suite de l'acquisition réalisée le 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.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 131 millions de dollars US en 2017 comparativement à 2016 et de 128 millions de dollars US en 2016 comparativement à 2015, principalement en raison de l'acquisition de Columbia et de la hausse du taux d'amortissement d'ANR après le règlement tarifaire entré en vigueur le 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 ayant un effet sur la demande de certains clients ou segments du marché. Le résultat subit aussi le contrecoup des coûts d'exploitation et des autres coûts, y compris l'effet des décisions en matière de sécurité, d'environnement et d'autres décisions en matière de réglementation.

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

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

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

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

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

Dépenses d'investissement

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

Gazoducs – Mexique

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU MEXIQUE

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

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

FAITS MARQUANTS

Topolobampo

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

Le projet consiste en un gazoduc de 30 pouces d'une longueur de 560 km (348 milles) et d'un coût de 1,2 milliard de dollars US, soit 0,2 milliard de dollars US de plus que l'estimation originale en raison des retards occasionnés par l'événement de force majeure évoqué ci-dessus. Le projet recevra du gaz naturel de gazoducs en amont situés près d'El Encino, dans l'État de Chihuahua, et l'acheminera à partir de ces gazoducs de raccordement vers des points de livraison se trouvant le long de son tracé, dont notre gazoduc de Mazatlán situé à El Oro, dans l'État de Sinaloa. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 717 TJ/j (670 Mpi³/j) de gaz naturel. Aux termes du contrat de transport, les retards qui ont frappé le tronçon de 20 km (12 milles) sont considérés comme un événement de force majeure et des dispositions permettent le recouvrement de produits à compter de la date de mise en service originale stipulée au contrat, soit juillet 2016.

Mazatlán

Le projet Mazatlán a été mis en service et est prêt à fonctionner à plein régime depuis juillet 2017. Il s'agit d'un gazoduc de 24 pouces qui s'étend sur 430 km (267 milles) d'El Oro à Mazatlán, dans l'État de Sinaloa. Son coût a été de 0,4 milliard de dollars US. Le gazoduc est soutenu par un contrat de transport de 25 ans conclu avec la CFE visant 214 TJ/j (200 Mpi³/j) de gaz naturel. Il est en attente d'un approvisionnement continu en gaz naturel en provenance des gazoducs de raccordement de tiers en amont. Nous avons cependant respecté nos obligations contractuelles et, par conséquent, nous avons commencé à recouvrer et à comptabiliser des produits aux termes des dispositions du contrat en décembre 2016.

Tula

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

Villa de Reyes

Le projet Villa de Reyes de 0,8 milliard de dollars US consiste en la construction de canalisations d'un diamètre de 36 pouces et de 24 pouces et d'une longueur totalisant 420 km (261 milles) appuyée par un contrat de services de transport de gaz naturel de 25 ans visant une capacité de 949 TJ/j (886 Mpi³/j) conclu avec la CFE. Le gazoduc bidirectionnel transportera du gaz naturel entre Tula, dans l'État de Hidalgo, et Villa de Reyes, dans l'État de San Luis Potosí. Le projet sera raccordé à nos gazoducs Tamazunchale et Tula, ainsi qu'à d'autres transporteurs dans la région. La construction a commencé, mais des retards occasionnés par des fouilles archéologiques menées par les autorités fédérales ont nécessité le report de la date de mise en service jusqu'à la fin de 2018. Ces retards ont été considérés comme un événement de force majeure par la CFE, et nous travaillons aux derniers détails de la modification de la convention établissant le calendrier et les paiements à recevoir. En raison des retards et des coûts accrus liés aux terrains et aux permis, les coûts estimatifs du projet ont été majorés de 0,2 milliard de dollars US par rapport à l'estimation originale.

Sur de Texas

Le projet Sur de Texas de 2,1 milliards de dollars US est une coentreprise constituée avec IEnova, dans laquelle nous détenons une participation de 60 %, soit un investissement d'environ 1,3 milliard de dollars US. La construction du gazoduc est appuyée par un contrat de transport du gaz naturel de 25 ans visant 2,8 PJ/j (2,6 Gpi³/j) conclu avec la CFE. La construction du gazoduc d'un diamètre de 42 pouces et d'une longueur d'environ 800 km (497 milles) progresse, et la mise en service est prévue pour la fin de 2018. Environ 60 % de la construction en mer était terminée à la fin de 2017. Le gazoduc commencera dans le golfe du Mexique, au point frontalier situé près de Brownsville, au Texas, et s'étendra jusqu'à Tuxpan, dans l'État de Veracruz. Le projet acheminera du gaz naturel à nos gazoducs Tamazunchale et Tula ainsi qu'à d'autres transporteurs de la région.

TransGas

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

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

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

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

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

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

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

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

Amortissement

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

PERSPECTIVES

Résultat

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

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

Dépenses d'investissement

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

GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

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

Volumes de production des bassins d'approvisionnement

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

Accès au marché

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

Concurrence dans les installations nouvelles

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

Demande de capacité pipelinère

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

Prix des produits de base

La nature cyclique de l'offre et la demande des produits de base et les prix connexes peuvent avoir un effet secondaire sur nos activités, car nos expéditeurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder certains projets. Cela peut influencer sur le moment de la demande de services de transport ou de nouvelles infrastructures pipelinaires. 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 défavorablement sur les produits prévus et sur les occasions de continuer d'investir dans nos gazoducs. Enfin, un organisme de réglementation peut aussi refuser d'autoriser, dans l'immédiat ou à une date ultérieure, le recouvrement d'une partie de nos coûts engagés de façon légitime.

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

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

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

Construction et exploitation

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

Pipelines de liquides

L'infrastructure actuelle de nos pipelines de liquides achemine du pétrole brut de l'Alberta jusqu'aux marchés de raffinage situés en Illinois, en Oklahoma, au Texas et le long de la côte américaine du golfe du Mexique. Notre futur projet d'infrastructure pipelinière permettrait également d'élargir les marchés du pétrole brut du Canada et des États-Unis vers les principaux marchés. Nous 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 possibilités d'acquisition et nous positionnons nos activités d'expansion des affaires afin de saisir les occasions qui pourraient se présenter.
 - Nous élargissons l'offre de services de transport à d'autres domaines de la chaîne de valeur des pipelines de liquides, notamment le transport de condensat ou les services auxiliaires comme le stockage à court et à long terme de liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.
 - L'expansion continue et la construction de nos ouvrages d'infrastructure proposés permettront d'établir en Amérique du Nord un réseau stratégique qui assurera le transport direct de l'approvisionnement croissant en liquides vers les marchés clés et offrira des occasions de poursuivre l'expansion du secteur des pipelines de transport de liquides.
-

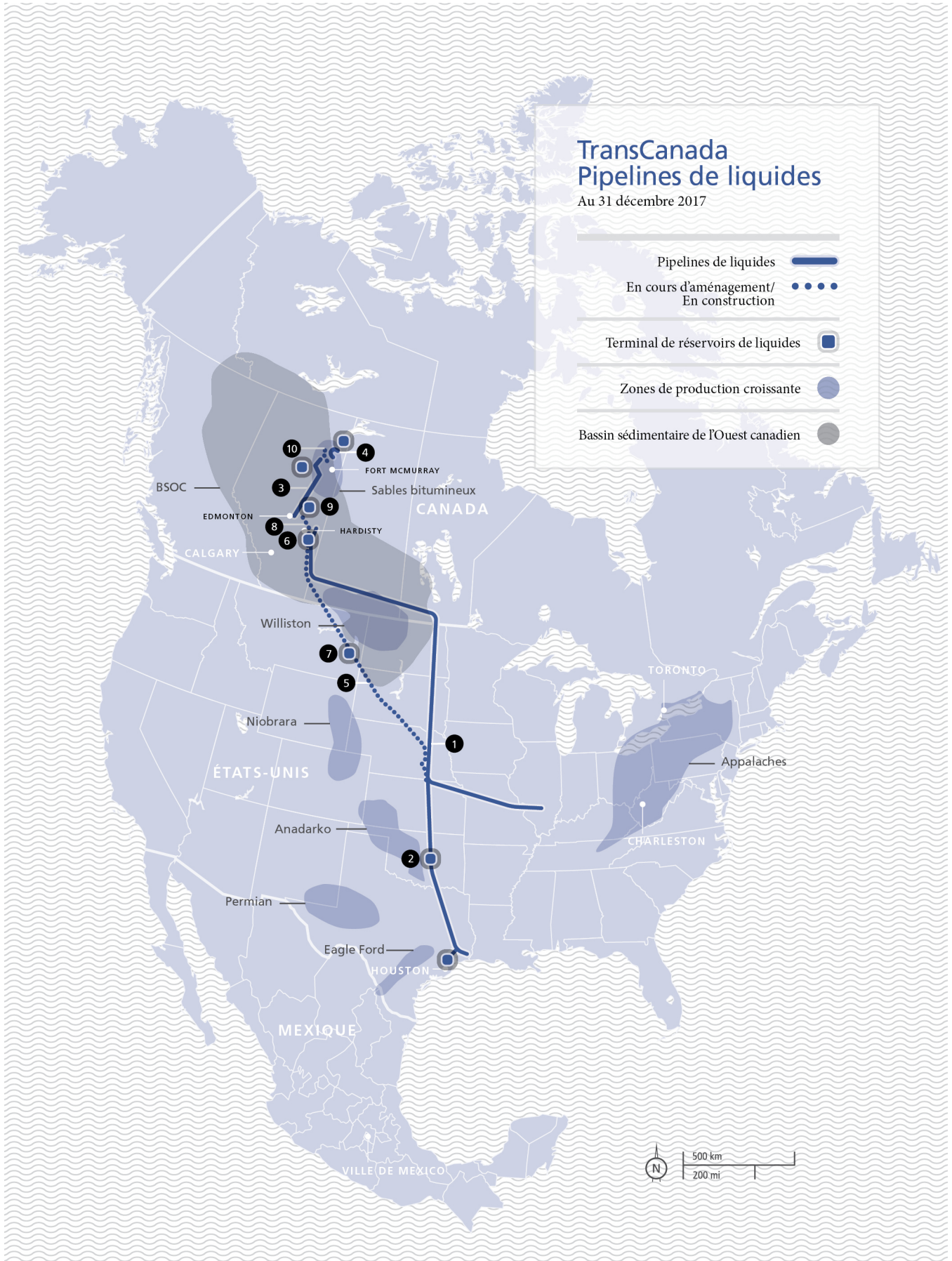
Points saillants des résultats

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

TransCanada Pipelines de liquides

Au 31 décembre 2017

- Pipelines de liquides 
- En cours d'aménagement/
 En construction 
- Terminal de réservoirs de liquides 
- Zones de production croissante 
- Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien 



Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

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

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

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

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

Nous vendons une capacité 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 périodiquement offerte sur le marché afin de favoriser la conclusion de nouveaux contrats ou proposée sur le marché au comptant, ce qui offre des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage de liquides en contrepartie de paiements de frais fixes, qui ne sont pas fonction des volumes de stockage réels ou du prix des produits de base stockés.

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

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

Contexte commercial

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

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

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

Perspective de l'offre et de la demande

Canada

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

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

États-Unis

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

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

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

Priorités stratégiques

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

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

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

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

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

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

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

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

Keystone XL

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

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

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

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

Énergie Est

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

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

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

Grand Rapids

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

Northern Courier

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

White Spruce

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

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

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

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

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

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

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

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

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

Amortissement

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

PERSPECTIVES

Résultat

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

Dépenses d'investissement

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

RISQUES D'ENTREPRISE

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

Risque d'exploitation

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

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

Réglementation

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

Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité 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 relier les approvisionnements croissants de pétrole brut et de condensat entre les régions productrices et les marchés de raffinage et d'exportation d'Amérique du Nord. Nous faisons face aussi à la concurrence d'autres sociétés du secteur intermédiaire qui cherchent également à transporter ces approvisionnements de pétrole brut et de condensat jusqu'aux mêmes marchés. Notre succès dépend ainsi de notre capacité d'offrir des services de transport et de conclure des contrats de transport dont les modalités sont concurrentielles.

Commercialisation des liquides

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

Énergie

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

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

Nous détenons et exploitons environ 118 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 par l'entremise d'opérations sûres et fiables.
- Nous comptons concrétiser notre programme d'investissement en respectant l'échéancier et le budget.
- Nous voulons poursuivre la croissance en Amérique du Nord de nos infrastructures de production d'électricité vendue en vertu de contrats dans un contexte où les réseaux électriques diminuent l'intensité de leurs émissions de carbone et intègrent une capacité d'énergie renouvelable intermittente toujours plus grande.
- Nous voulons maximiser la valeur de nos actifs existants de stockage de gaz naturel non réglementés en Alberta sur le marché gazier en plein essor qui a besoin de stockage pour maintenir son équilibre et assurer la fiabilité du réseau gazier.

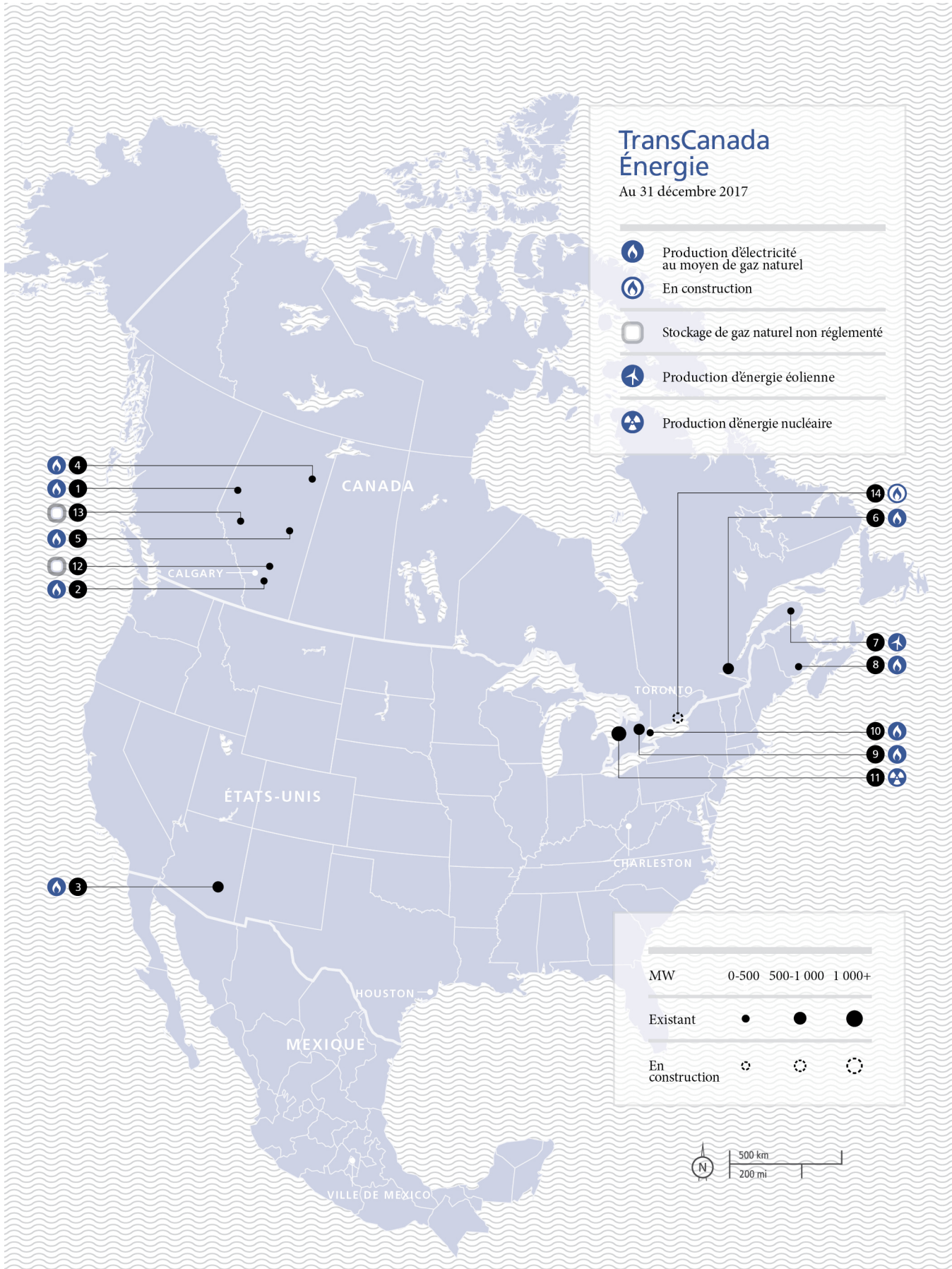
Points saillants des résultats

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

TransCanada Énergie

Au 31 décembre 2017

-  Production d'électricité au moyen de gaz naturel
-  En construction
-  Stockage de gaz naturel non réglementé
-  Production d'énergie éolienne
-  Production d'énergie nucléaire



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

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

¹ Notre quote-part de la capacité de production.

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Le secteur de l'énergie compte deux groupes :

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

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

Installations énergétiques au Canada

Installations énergétiques de l'Ouest

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

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

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

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

Installations énergétiques de l'Est

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

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

Bruce Power

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Stockage de gaz naturel

Nous détenons et exploitons une capacité de stockage de gaz naturel non réglementée de 118 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 naturel a conclu des ententes avec des tiers, habituellement des participants au marché de l'Alberta et aux marchés gaziers qui y sont interconnectés, qui prévoient un tarif fixe pour la prestation de services de stockage de gaz à court, moyen et long terme.

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

FAITS MARQUANTS

Installations énergétiques au Canada

Actifs d'énergie solaire en Ontario

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

Napanee

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

Installations énergétiques aux États-Unis

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

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

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

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

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

RÉSULTATS FINANCIERS

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAII comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR équivalente). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons. Certains coûts qui étaient auparavant présentés dans le secteur Siège social sont désormais présentés dans les secteurs d'exploitation, ce qui correspond mieux à la manière dont nous évaluons notre performance financière. Les résultats de 2016 et de 2015 ont été ajustés pour rendre compte de cette modification.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2017	2016	2015
Installations énergétiques au Canada			
Installations énergétiques de l'Ouest ¹	100	74	71
Installations énergétiques de l'Est	344	349	389
Bruce Power	434	293	285
BAIIA comparable des installations énergétiques au Canada^{1,2}	878	716	745
Amortissement	(138)	(145)	(193)
BAII comparable des installations énergétiques au Canada	740	571	552
BAIIA comparable des installations énergétiques aux États-Unis³			
(en dollars US)	100	394	411
Amortissement ⁴	—	(109)	(106)
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US)	100	285	305
Incidence du change	30	92	85
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis (en dollars CA)	130	377	390
BAIIA comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres			
Amortissement	(13)	(12)	(13)
BAII comparable des installations de stockage de gaz naturel et autres	42	46	1
BAIIA et BAII comparables découlant de l'expansion des affaires et d'autres charges⁵			
	(33)	(15)	(30)
BAII comparable du secteur de l'énergie	879	979	913
Postes particuliers :			
Gain (perte) sur les ventes d'actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	484	(844)	—
Gain à la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	127	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	(1 085)	—
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	(332)	—
Charge de dépréciation d'un équipement de turbine	—	—	(59)
Charge de règlement de la dette liée au regroupement de Bruce Power	—	—	(36)
Activités de gestion des risques	62	125	(37)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 552	(1 157)	781

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Installations énergétiques de l'Ouest

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

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

Installations énergétiques de l'Est

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

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

Amortissement

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

Résultats de Bruce Power

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

exercices clos les 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2017	2016	2015
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits	1 626	1 491	1 317
Charges d'exploitation	(846)	(870)	(707)
Amortissement et autres	(346)	(328)	(325)
BAIIA comparable et BAII comparable¹	434	293	285
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ²	90 %	83 %	87 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	221	415	327
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	49	76	45
Volumes des ventes (en GWh) ¹	24 368	22 178	19 358
Prix de vente réalisés par MWh ³	67 \$	68 \$	66 \$

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

2 La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps pendant lequel la centrale était disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non.

3 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Les prix de vente réalisés par MWh comprennent les gains et les pertes réalisés liés aux activités de passation de contrats et les coûts transférables. Les prix excluent les gains et les pertes non réalisés liés aux activités de passation de contrats et les produits ne provenant pas de l'électricité.

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

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

Résultats des installations énergétiques aux États-Unis

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

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

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

Résultats des installations de stockage de gaz naturel et autres

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

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

PERSPECTIVES

Résultat

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

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

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

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

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

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

Dépenses d'investissement

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

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

RISQUES D'ENTREPRISE

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

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

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

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

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

Capacité disponible des centrales

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

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

Réglementation

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

Conformité

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

Conditions météorologiques

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

Concurrence

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

Siège social

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

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

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

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

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

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

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

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

Restructuration et transformation de l'entreprise

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

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

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

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

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

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

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

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

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

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

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

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

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

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

Intérêts créditeurs et autres

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

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

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

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

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

Charge d'impôts

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

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

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

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

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

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

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

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

Dividendes sur les actions privilégiées

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

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

Situation financière

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

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

Analyse du bilan

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

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

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

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

Structure du capital consolidé

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

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

¹ Comprend nos participations sans contrôle.

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

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

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

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

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

Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

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

Fonds provenant de l'exploitation comparables

Mesure non conforme aux PCGR, les fonds provenant de l'exploitation comparables nous aident à évaluer la capacité de nos activités d'exploitation à générer des flux de trésorerie, sans l'incidence du moment où les variations du fonds de roulement ont lieu. Pour obtenir de plus amples renseignements sur les mesures non conformes aux PCGR, voir la page 7.

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

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

Flux de trésorerie distribuables comparables

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

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

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

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

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

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

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

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

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

Dépenses d'investissement¹

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

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

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

Dépenses en immobilisations

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

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

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

Projets d'investissement en cours d'aménagement

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

Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

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

Acquisitions et ventes d'actifs

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

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

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

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

En 2016, nous avons conclu les transactions suivantes :

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

Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

(Sorties) rentrées nettes liées aux activités de financement

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

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

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

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

Émission de titres d'emprunt à long terme

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

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

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

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

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

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

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

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

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

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

Émission de billets subordonnés de rang inférieur

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

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

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

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

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

Régime de réinvestissement des dividendes

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

Programme d'émission au cours du marché de TransCanada Corporation

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

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

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

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

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

Actions ordinaires rachetées

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

Émission, rachat et conversion d'actions privilégiées

Aucune action privilégiée n'a été émise en 2017.

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

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

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

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

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

Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP

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

TC PipeLines, LP

Programme d'émission d'actions au cours du marché

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

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

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

Dessaisissement d'actifs

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

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

Information sur les actions

au 12 février 2018

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

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

Dividendes

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

Facilités de crédit

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

Au 12 février 2018, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 10,9 milliards de dollars, dont voici un aperçu :

Montant	Capacité inutilisée	Emprunteur	Objet	Échéance
Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables				
3,0 milliards \$	3,0 milliards \$	TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars canadiens de TCPL et à des fins générales	Décembre 2022
2,0 milliards \$ US	2,0 milliards \$ US	TCPL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TCPL et à des fins générales	Décembre 2018
1,0 milliard \$ US	0,9 milliard \$ US	TCPL USA	Utilisée aux fins générales de TCPL USA, garantie par TCPL	Décembre 2018
1,0 milliard \$ US	1,0 milliard \$ US	Columbia	Utilisée pour répondre aux besoins généraux de Columbia, garantie par TCPL	Décembre 2018
0,5 milliard \$ US	0,5 milliard \$ US	TAIL	Servant à appuyer le programme de papier commercial en dollars américains de TAIL et à des fins générales, garantie par TCPL	Décembre 2018
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
1,9 milliard \$	0,4 milliard \$	TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, facilité de TCPL USA garantie par TCPL	À vue
5,0 milliards de pesos mexicains	4,8 milliards de pesos mexicains	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

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

Obligations contractuelles

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

Paiements exigibles (par période)

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

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

Dettes à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

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

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

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

Paiements d'intérêt

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

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

Contrats de location-exploitation

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

Obligations d'achat

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

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

Paiements exigibles (par période)¹

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

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

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

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

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

Perspectives

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

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

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

GARANTIES

Sur de Texas

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

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

Bruce Power

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

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

Autres entités détenues conjointement

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

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

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

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

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

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

Perspectives

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

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

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

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

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

Autres renseignements

RISQUES ET GESTION DES RISQUES

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

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

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

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

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

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

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

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

Santé, sécurité et environnement

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

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

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

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

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

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

Santé et sécurité

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Changements climatiques et risque lié à la réglementation connexe

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

Politiques en vigueur

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

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

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

Politiques à venir

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

Risques financiers

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

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

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits énergétiques de base, nous émettons des titres d'emprunt à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et nous investissons dans des établissements à l'étranger. En raison de certaines de ces activités, nous sommes exposés à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui peuvent 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;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant précis d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise.

Risque lié au prix de l'électricité

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

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

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

Risque lié au prix des stocks de gaz naturel

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

Risque lié au prix de la commercialisation des liquides

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

Risque de change et de taux d'intérêt

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

Parce qu'une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US et que nous présentons nos résultats financiers en dollars canadiens, la fluctuation de la devise américaine comparativement à la devise canadienne peut 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.

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

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

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

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

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

Principaux montants libellés en dollars US

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

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

Couverture de l'investissement net

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

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

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2017		2016	
	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital	Juste valeur¹	Montant nominal ou en capital
Swaps de taux d'intérêt et de devises en dollars US (échéant de 2018 à 2019) ²	(199)	1 200 US	(425)	2 350 US
Options de change en dollars US (échéant en 2018)	5	500 US	—	—
Contrats de change à terme en dollars US	—	—	(7)	150 US
	(194)	1 700 US	(432)	2 500 US

¹ Les justes valeurs sont égales aux valeurs comptables.

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

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

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

Risque de crédit lié aux contreparties

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

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

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

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

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

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

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

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

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que nous ne soyons pas en mesure de faire face à nos engagements financiers à leur échéance. Pour gérer notre liquidité, nous établissons continuellement des prévisions des flux de trésorerie afin de nous assurer de disposer de suffisamment de soldes de trésorerie, de flux de trésorerie liés à l'exploitation, de facilités de crédit confirmées et à vue, ainsi que d'un accès aux marchés financiers pour respecter nos engagements au titre de l'exploitation, du financement et des dépenses en immobilisations, tant dans des conditions normales que difficiles. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour plus d'information sur notre liquidité.

Actions en justice

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

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

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

Contrôles et procédures de communication de l'information

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

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

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

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

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

Attestations du chef de la direction et du chef des finances

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

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

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

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

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

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

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

Comptabilité des activités à tarifs réglementés

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

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

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

Actifs et passifs réglementaires

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

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

Nous passons en revue les actifs à long terme, notamment les immobilisations corporelles, les participations comptabilisées à la valeur de consolidation et les actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs d'un actif est inférieur à sa valeur comptable, nous estimons que sa juste valeur est inférieure à sa valeur comptable et nous calculons et enregistrons une perte de valeur. Dans le cas de l'écart d'acquisition, si la juste valeur de l'unité d'exploitation est inférieure à sa valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.

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

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

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

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

Énergie Est et projets connexes

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

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

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

Équipement de turbine du secteur de l'énergie

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

TransGas

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

Résiliation des CAE en Alberta

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

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

Keystone XL

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

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

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

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

Écart d'acquisition

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

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

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

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

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

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

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

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

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

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

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

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

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

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

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

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

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

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

Instruments dérivés

Nous utilisons des instruments dérivés pour réduire la volatilité associée aux fluctuations des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change. Les instruments dérivés, y compris ceux qui sont admissibles et désignés pour la comptabilité de couverture, sont comptabilisés à la juste valeur.

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

La constatation des gains et des pertes attribuables aux dérivés utilisés pour gérer les risques liés aux gazoducs canadiens réglementés est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes attribuables aux variations de la juste valeur des dérivés comptabilisés par application de la CATR, y compris les dérivés admissibles à la comptabilité de couverture, peuvent être recouverts 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 recouverts auprès de ceux-ci au cours d'exercices subséquents, lorsque le dérivé est réglé.

Juste valeur des instruments dérivés

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

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

Moment prévu du règlement des contrats – instruments dérivés

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

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

Gains et pertes non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2017	2016
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹		
Montant des gains (pertes) non réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base ²	62	123
Change	88	25
Taux d'intérêt	(1)	—
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	(107)	(204)
Change	18	62
Taux d'intérêt	1	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture		
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice		
Produits de base	23	(167)
Change	5	(101)
Taux d'intérêt	1	4

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

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

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

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

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

1 Aucun montant n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. En 2017 et en 2016, aucun gain ni aucune perte n'ont été comptabilisés dans le bénéfice net au titre de la partie inefficace. Les montants entre parenthèses indiquent des pertes inscrites dans les autres éléments du résultat étendu et dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

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

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

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

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

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

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2017

Stocks

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

Dérivés et instruments de couverture

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

Participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

Paiements à base d'actions versés aux salariés

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

Consolidation

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

Modifications comptables futures

Produits d'exploitation tirés des contrats conclus avec des clients

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

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

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

Instruments financiers

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

Contrats de location

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

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

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

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

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à un transfert intraentités au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2018, seront mises en application selon une méthode rétrospective modifiée. Nous avons terminé notre analyse et nous ne prévoyons pas que l'adoption de ces directives aura une incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Liquidités soumises à des restrictions

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

Dépréciation de l'écart d'acquisition

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

Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

Amortissement des titres d'emprunt rachetables acquis

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

Comptabilité de couverture

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

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU BAII COMPARABLE AU BÉNÉFICE SECTORIEL

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

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

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

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

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

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

Facteurs influant sur l'information trimestrielle par secteur

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

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

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

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

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

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

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des paiements de capacité et des prix de capacité;
- des arrêts d'exploitation prévus et imprévus;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de certains ajustements de la juste valeur;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits.

Facteurs influant sur l'information financière par trimestre

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

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

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 sont exclus :

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

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2017 sont exclus :

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

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2017 sont exclus :

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

Du résultat comparable du premier trimestre de 2017 sont exclus :

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

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2016 sont exclus :

- une charge de 870 millions de dollars après les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur les actifs combinés d'énergie thermique et éolienne destinés à la vente et des coûts de 7 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation;
- une perte additionnelle de 68 millions de dollars après les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE en Alberta;
- une charge de 67 millions de dollars après les impôts correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge après les impôts de 18 millions de dollars comptabilisée au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de restructuration de 6 millions de dollars après les impôts se rapportant aux pertes futures supplémentaires attendues aux termes de contrats de location. Ces charges s'inscrivaient dans le cadre de l'initiative de restructuration amorcée en 2015 qui vise à maximiser l'efficacité et l'efficience de nos activités actuelles et à réduire les coûts dans leur ensemble.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2016 sont exclus :

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

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2016 sont exclues :

- une charge de 113 millions de dollars au titre des coûts liés à l'acquisition de Columbia qui comprenait un montant de 109 millions de dollars se rapportant aux paiements d'équivalent de dividendes sur les reçus de souscription;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- une charge de 10 millions de dollars après les impôts au titre des charges de restructuration liées principalement aux pertes futures attendues aux termes de contrats de location.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2016 sont exclues :

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

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

Résultats consolidés

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

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

Les résultats du quatrième trimestre de 2017 comprennent :

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

Les résultats du quatrième trimestre de 2016 comprennent :

- une charge de 870 millions de dollars après les impôts se rapportant à la perte sur les actifs d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente, qui comprend une perte de 863 millions de dollars après les impôts sur la vente des actifs combinés d'énergie thermique et éolienne et des coûts de 7 millions de dollars après les impôts relatifs à la monétisation;
- une perte additionnelle de 68 millions de dollars après les impôts sur le transfert de crédits environnementaux à l'Alberta Balancing Pool au règlement définitif de la résiliation des CAE;
- une charge de 67 millions de dollars après les impôts correspondant aux coûts liés à l'acquisition de Columbia, qui comprend un ajustement de 44 millions de dollars des impôts reportés à la clôture de l'acquisition et des frais de maintien en poste, indemnités de cessation d'emploi et frais d'intégration de 23 millions de dollars;
- une charge de 18 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, lesquels étaient comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;

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

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

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

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

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

Résultat comparable

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

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

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

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

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

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

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

Gazoducs – États-Unis

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

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

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

Gazoducs – Mexique

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

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

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

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

Pipelines de liquides

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

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

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

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

Énergie

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

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

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

Siège social

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

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

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

Glossaire

Unités de mesure

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

Termes généraux et termes liés à nos activités d'exploitation

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

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
OMHSI	Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États Unis
Poste particulier	Éléments que nous jugeons importants mais qui ne reflètent pas nos opérations sous-jacentes au cours de la période
RCA	Taux de rendement du capital-actions ordinaire
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
ALENA	Accord de libre-échange nord-américain
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CRE	Comisión Reguladora de Energia, ou Commission de réglementation de l'énergie (Mexique)
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (commission fédérale de réglementation de l'énergie des États-Unis)
ICQF	Initiative de consultation relative aux questions foncières (Canada)
ISO	Independent System Operator (exploitant de réseau indépendant des États-Unis)
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SGER	Specified Gas Emitters Regulations
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité