

Rapport de gestion

Le 13 février 2019

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 2018.

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 2018, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

Table des matières

AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION	6
AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ	10
• Trois entreprises essentielles	11
• Notre stratégie	12
• Mesures de la FERC de 2018	14
• Incidence de la réforme fiscale aux États-Unis	18
• Programme d'investissement	18
• Points saillants des résultats financiers de 2018	21
• Perspectives	28
ENTREPRISE DE GAZODUCS	29
GAZODUCS – CANADA	37
GAZODUCS – ÉTATS-UNIS	43
GAZODUCS – MEXIQUE	48
RISQUES LIÉS À L'ENTREPRISE DE GAZODUCS	51
PIPELINES DE LIQUIDES	53
ÉNERGIE	63
SIÈGE SOCIAL	74
SITUATION FINANCIÈRE	80
AUTRES RENSEIGNEMENTS	92
• Gestion des risques d'entreprise	92
• Contrôles et procédures	102
• Estimations comptables critiques	103
• Instruments financiers	106
• Modifications comptables	109
• Rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable au bénéfice sectoriel	113
• Résultats trimestriels	114
GLOSSAIRE	123

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 123. Tous les renseignements sont en date du 13 février 2019 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 :

- notre performance sur le plan des finances et de l'exploitation, y compris la performance de nos filiales;
- les attentes 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, y compris la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue des dividendes;
- la cote de crédit future prévue;
- les coûts et les calendriers prévus des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus, y compris l'incidence des mesures de la FERC de 2018;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications aux normes comptables à venir, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

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

Hypothèses

- les décisions de réglementation et leur incidence, y compris les répercussions définitives des mesures de la FERC de 2018;
- 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;
- les prévisions relatives aux coûts de construction, calendriers et dates d'achèvement;
- l'accès aux marchés des capitaux, notamment grâce à la gestion de notre portefeuille;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique;
- les taux d'inflation et le prix des produits de base;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- la nature et la portée des activités de couverture.

Risques et incertitudes

- notre capacité de mettre en œuvre nos priorités stratégiques et la question de savoir si elles donneront les résultats escomptés;
- notre capacité à mettre en application une stratégie de répartition du capital qui s'harmonise avec notre objectif de maximiser la valeur actionnariale;
- le rendement en matière d'exploitation de nos actifs pipeliniers et énergétiques;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- le montant des paiements de capacité et les produits tirés du secteur de l'énergie attribuables à la capacité disponible;
- les volumes de production des bassins d'approvisionnement;
- la construction et l'achèvement des projets d'investissement;
- les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux;
- la disponibilité et le prix des produits de base sur le marché;
- l'accès aux marchés des capitaux selon des modalités avantageuses;
- les taux d'intérêt, d'imposition et de change;
- l'exécution, par nos contreparties, de leurs obligations et le risque de crédit lié à nos contreparties;
- les décisions de réglementation et l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie;
- des conditions météorologiques inattendues ou inhabituelles;
- des manifestations de désobéissance civile;
- la cybersécurité et les innovations technologiques;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord et à l'échelle mondiale;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales.

Pour un complément d'information sur ces facteurs, le lecteur est prié de consulter la suite de ce rapport de gestion ainsi que nos autres 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 :

- BAIIA comparable;
- BAII comparable;
- résultat comparable;
- résultat comparable par action ordinaire;
- 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 comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités.

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures 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 d'impôts et des ajustements apportés aux taux d'imposition 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 la plus directement comparable.

Mesure non conforme aux PCGR	Mesure conforme aux PCGR
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
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

BAIIA comparable et BAll comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAIIA comparable comme une mesure du bénéfice tiré des activités courantes de la société. Il s'agit d'un indicateur utile de notre performance, que nous présentons aussi sur une base consolidée. Le BAll comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de postes particuliers. Il s'agit d'un outil efficace pour évaluer les tendances dans chaque secteur. Se reporter à la rubrique « Autres renseignements » pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel.

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice, les participations sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » pour consulter un rapprochement de cette mesure avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et avec le bénéfice net par action ordinaire.

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.

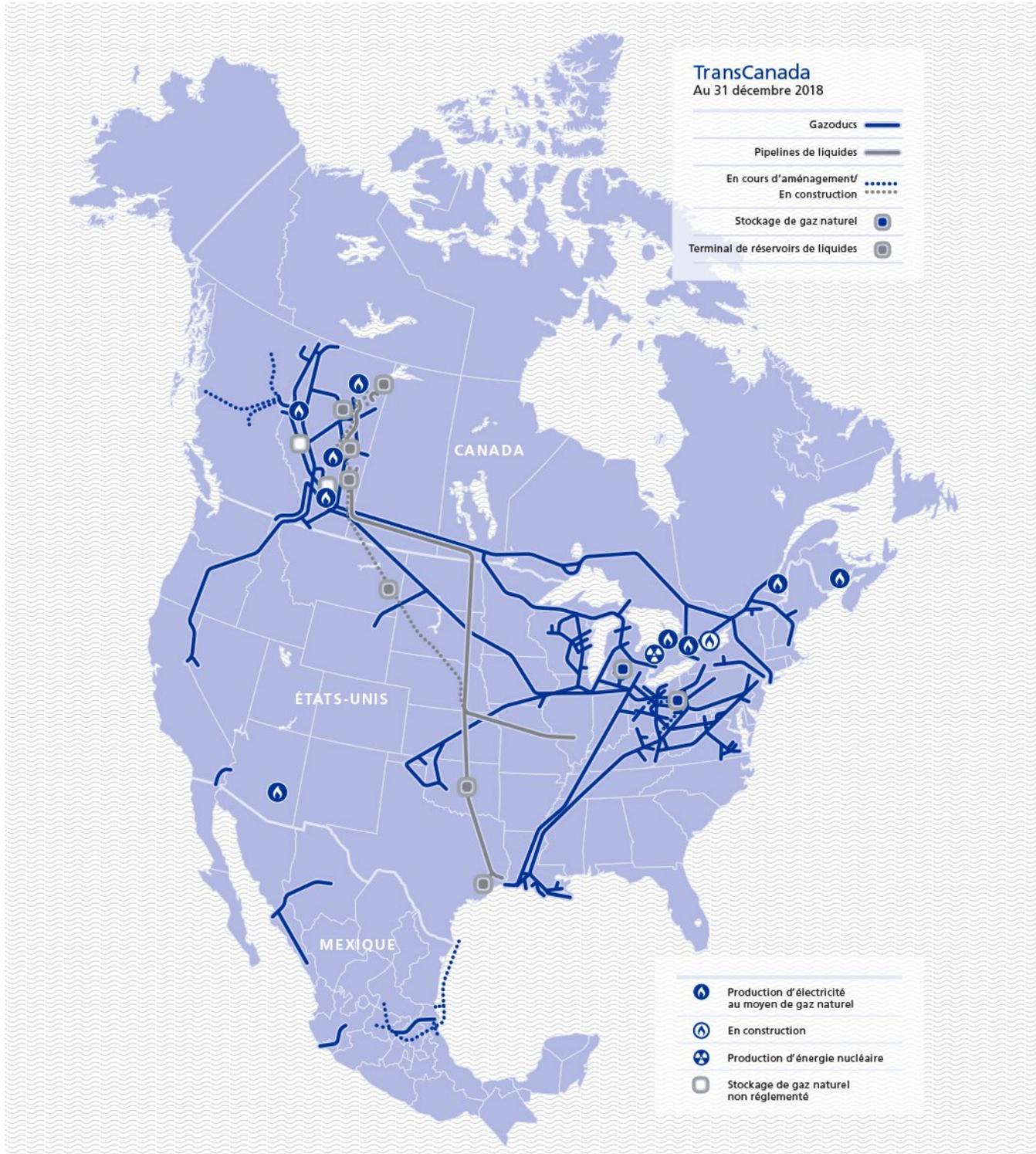
Flux de trésorerie distribuables comparables et flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement de ces mesures et des rentrées nettes liées à l'exploitation.

Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants attribuables à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Dans les faits, nous avons la possibilité de recouvrer à même les droits la totalité des dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux gazoducs 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. Les dépenses d'investissement de maintien relatives à nos gazoducs aux États-Unis peuvent être recouvrées à même les droits aux termes du règlement tarifaire actuellement en vigueur ou à même les droits qui seront fixés dans le cadre d'instances tarifaires ou de règlements futurs. Enfin, les arrangements tarifaires visant nos pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien. C'est pourquoi le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire présentés en 2018 tient compte seulement d'une réduction au titre des dépenses d'investissement de maintien recouvrables. Nous avons ajusté les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire de 2017 et de 2016 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 avons aussi un secteur Siège social, qui regroupe des fonctions administratives et intégrées; il assure la gouvernance et le financement des secteurs d'exploitation de la société et leur fournit divers autres services.

Exercice en un coup d'œil

aux 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017
Total de l'actif par secteur		
Gazoducs – Canada	18 407	16 904
Gazoducs – États-Unis	44 115	35 898
Gazoducs – Mexique	7 058	5 716
Pipelines de liquides	17 352	15 438
Énergie	8 475	8 503
Siège social	3 513	3 642
	98 920	86 101

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017
Total des produits par secteur		
Gazoducs – Canada	4 038	3 693
Gazoducs – États-Unis	4 314	3 584
Gazoducs – Mexique	619	570
Pipelines de liquides	2 584	2 009
Énergie ¹	2 124	3 593
	13 679	13 449

¹ Compte tenu des actifs de Cartier Énergie éolienne, jusqu'à leur vente en 2018, et 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)	2018	2017
BAIIA comparable par secteur		
Gazoducs – Canada	2 379	2 144
Gazoducs – États-Unis	3 035	2 357
Gazoducs – Mexique	607	519
Pipelines de liquides	1 849	1 348
Énergie ¹	752	1 030
Siège social	(59)	(21)
	8 563	7 377

¹ Compte tenu des actifs de Cartier Énergie éolienne, jusqu'à leur vente en 2018, et des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis et des actifs d'énergie solaire en Ontario, jusqu'à leur vente en 2017.

Changement de nom de société

En janvier 2019, nous avons annoncé notre intention de changer le nom de notre entreprise pour TC Énergie afin de mieux refléter l'étendue de nos activités et de renforcer notre position en tant que chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord. Sous réserve de l'approbation des actionnaires et de l'approbation réglementaire, le changement de nom prendra effet immédiatement après l'assemblée extraordinaire annuelle des actionnaires qui aura lieu le 3 mai 2019.

NOTRE STRATÉGIE

Nos infrastructures énergétiques regroupent des actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage 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 faible coût 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 57 milliards de dollars, composé de 36,6 milliards de dollars destinés à des projets garantis et de 20,7 milliards de dollars destinés à des projets en cours d'aménagement bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial pour la plupart. Ces investissements, lorsque les actifs seront mis en service, contribueront à augmenter les résultats et les flux de trésorerie.
- 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 d'obtention de permis, de financement, 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.
- Nous surveillons les tendances de l'offre et de la demande d'énergie et assurons la résilience de nos activités au moyen de la diversification, de flux de trésorerie de grande qualité et d'actifs soutenus par des contrats.

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 les relations avec les parties prenantes pour dégager une valeur actionnariale maximale à court, moyen et long terme.

Notre 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 – Compétences en exploitation et en élaboration de stratégies, expertise en matière de soutien financier, juridique, commercial et réglementaire.
- Portefeuille de grande qualité – Envergure, présence et un modèle commercial durable et à faibles risques qui 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, la durabilité 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.

Nos préférences en matière de risque

Voici une description de notre approche en ce qui concerne le risque :

Vivre selon nos moyens

- Financer nos nouvelles initiatives en faisant appel à nos flux de trésorerie générés en interne, à notre capacité d'emprunt actuelle et à la gestion de notre portefeuille. Recourir à l'émission distincte d'actions ordinaires uniquement pour saisir des occasions transformationnelles, tandis que le programme ACM et le RRD seront utilisés au besoin.

Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables

- Choisir des investissements dont le risque d'exécution, y compris les considérations liées aux parties prenantes, est connu, acceptable et gérable.

Détenir des entreprises soutenues par des fondamentaux solides

- Investir dans des actifs de qualité supérieure en soi, assortis de flux de trésorerie stables, soutenus par de solides fondamentaux sur le plan macroéconomique, régis par une réglementation favorable ou appuyés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables.

Maintenir une cote de crédit « A »

- Maintenir une cote de crédit « A » constitue un important avantage concurrentiel, et TransCanada s'efforcera de préserver la cote actuelle tout en protégeant les intérêts de ses actionnaires et de ses investisseurs.

Gérer avec prudence le risque lié aux contreparties

- Limiter la concentration des contreparties et le risque-pays; rechercher la diversification et les arrangements commerciaux fermes soutenus par des fondamentaux solides.

MESURES DE LA FERC DE 2018

Contexte

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

Le 22 décembre 2017, la loi H.R.1 intitulée *Tax Cuts and Jobs Act* (la « réforme fiscale aux États-Unis ») a été ratifiée, apportant d'importantes modifications au régime fiscal des États-Unis; le taux d'imposition fédéral des sociétés est notamment passé de 35 % à 21 % à compter du 1^{er} janvier 2018. Par la suite, les cumuls d'impôts reportés en actif et en passif (les « cumuls d'impôts reportés ») liés à nos activités aux États-Unis, y compris les sommes liées à notre quote-part des actifs détenus par TC PipeLines, LP, ont fait l'objet d'une réévaluation au 31 décembre 2017 reflétant l'abaissement du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis. En ce qui concerne nos gazoducs et nos entreprises de stockage réglementés aux États-Unis, l'incidence de la réévaluation a été comptabilisée en tant que passif réglementaire net.

Le 15 mars 2018, la FERC a publié trois documents : 1) un énoncé de politique révisé sur le traitement fiscal aux fins de l'établissement des tarifs pour les sociétés en commandite cotées en bourse; 2) un avis d'ébauche de règle proposant aux gazoducs et aux entreprises de stockage de présenter un rapport non récurrent pour quantifier l'effet de la réduction du taux d'imposition fédéral et de l'énoncé de politique révisé sur le RCA de chacune des entités, en présumant que l'ajustement des tarifs se ferait en une seule fois; et 3) un nouvel avis d'enquête visant à recueillir des commentaires sur la façon dont la FERC devrait traiter les changements relatifs aux cumuls d'impôts reportés et à l'amortissement des primes. Le 18 juillet 2018, la FERC a publié 1) une ordonnance rejetant les demandes de nouvelle audience visant l'énoncé de politique révisé et 2) une règle définitive (la « règle définitive ») adoptant et révisant les procédures exposées dans l'avis d'ébauche de règle et en clarifiant certains aspects (ensemble, les « mesures de la FERC de 2018 »). La règle définitive, qui est entrée en vigueur le 13 septembre 2018, se répercute aussi bien sur les gazoducs que sur les actifs de stockage de gaz réglementés par la FERC. L'analyse présentée dans cette rubrique décrit principalement l'incidence sur nos gazoducs, mais s'applique également à nos actifs de stockage de gaz naturel.

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

L'énoncé de politique révisé modifie la politique de longue date de la FERC autorisant l'inclusion de certains soldes d'impôts dans les tarifs que doivent pratiquer les pipelines assujettis à une réglementation fondée sur le coût de service et détenus par l'intermédiaire d'une société en commandite cotée en bourse. L'énoncé de politique révisé laisse présumer que les entités dont les bénéficiaires ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une entreprise constituée en société par actions ne devraient plus être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs réglementés liés au coût du service.

Dans son ordonnance du 18 juillet 2018, la FERC a souligné qu'il n'est pas systématiquement interdit à une société en commandite cotée en bourse de faire valoir lors d'une future instance tarifaire, preuves à l'appui, qu'elle a le droit de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs liés au coût du service. En outre, la FERC a donné des indications sur les cumuls d'impôts reportés des pipelines détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse et d'autres entités intermédiaires. La FERC a décrété que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Par conséquent, l'énoncé de politique révisé interdit également la constatation et l'amortissement subséquent de tout actif ou passif réglementaire qui aurait auparavant influé sur les tarifs facturés aux clients sous forme de remboursement ou de recouvrement d'actifs ou de passifs d'impôts reportés excédentaires ou déficitaires.

Règle définitive sur les nouveautés fiscales concernant les gazoducs interétatiques et les entreprises de stockage

La règle définitive établit le calendrier selon lequel les gazoducs interétatiques doivent soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) publier un rapport appelé *FERC Form 501-G* (le « Formulaire 501-G »), présenté une seule fois, dans lequel seraient quantifiées et isolées les répercussions sur les tarifs de la réforme fiscale aux États-Unis pour les gazoducs réglementés par la FERC et de l'énoncé de politique révisé sur les gazoducs détenus par des sociétés en commandite cotées en bourse. Les gazoducs qui décident de présenter un Formulaire 501-G devaient le faire avant les dates fixées au quatrième trimestre de 2018 et pouvaient choisir parmi quatre options :

1. présenter un rapport restreint en vertu de l'article 4 de la loi intitulée *Natural Gas Act* selon lequel les tarifs seraient réduits en proportion de la réduction du coût du service indiqué dans le Formulaire 501-G. La FERC garantit à tout gazoduc qui retiendrait cette option un moratoire de trois ans sur les enquêtes en vertu de l'article 5 de la même loi si, dans le formulaire, le RCA estimatif du gazoduc est d'au plus 12 %. Aux termes de la règle définitive, et sans égard pour l'énoncé de politique révisé décrit plus haut, un gazoduc structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse n'est pas tenu de renoncer au recouvrement de sa charge d'impôts à même ses tarifs, mais peut réduire ses tarifs de façon à refléter la réduction du taux fédéral d'imposition des sociétés. Ou encore, le même gazoduc peut renoncer au recouvrement de sa charge d'impôts ainsi qu'à ses cumuls d'impôts reportés ayant servi de base à l'établissement de ses tarifs. Lorsque les cumuls d'impôts reportés sont en passif, cette élimination aurait pour effet d'augmenter la base tarifaire du gazoduc;
2. s'engager à déposer soit un règlement tarifaire non contentieux préformaté, soit un dossier tarifaire en vertu de l'article 4, s'il estime que l'option du rapport restreint en vertu de l'article 4 ne se traduirait pas par des tarifs équitables et raisonnables. La FERC renoncerait à entreprendre une enquête en vertu de l'article 5 de la même loi sur les tarifs pratiqués avant cette date à l'égard des gazoducs qui s'engageaient à déposer l'un ou l'autre dossier avant le 31 décembre 2018;
3. produire une déclaration expliquant les motifs pour lesquels il estime que ses tarifs ne doivent pas être modifiés;
4. ne prendre aucune autre mesure. La FERC décidera s'il convient qu'elle entreprenne une enquête en vertu de l'article 5 visant tout gazoduc n'ayant pas déposé un rapport restreint sur les tarifs en vertu de l'article 4 ou ne s'étant pas engagé à déposer un dossier tarifaire général en vertu de l'article 4.

Incidence des mesures de la FERC de 2018 sur TransCanada

Conformément aux formulaires 501-G concernant les gazoducs aux États-Unis que nous détenons directement, notamment ceux d'ANR, de Columbia Gas et de Columbia Gulf, l'énoncé de politique révisé n'aura pas une incidence significative sur les bénéfices et les flux de trésorerie. En effet, une part considérable de l'ensemble des produits d'exploitation de ces gazoducs sont dégagés en fonction de tarifs sans recours. En vertu des règlements en vigueur, Columbia Gas est tenue d'ajuster certains de ses tarifs avec recours pour qu'ils tiennent compte de la réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis entrée en vigueur le 22 décembre 2017, le changement de taux devant être appliqué à compter du 1^{er} janvier 2018. Comme ANR, Columbia Gas, Columbia Gulf et d'autres actifs réglementés détenus en propriété exclusive seront un jour assujettis à de nouvelles instances tarifaires, il est possible que les tarifs futurs soient modifiés de manière prospective par suite de la réforme fiscale aux États-Unis; il est cependant probable que l'effet de cette dernière serait en grande partie atténué par la réduction du taux d'imposition des sociétés. Par ailleurs, l'énoncé de politique révisé interdit aux pipelines de liquides détenus par l'intermédiaire de sociétés en commandite cotées en bourse de recouvrer une portion de leur charge d'impôts au moyen des tarifs. Nous ne pensons pas que cette mesure aura une incidence sur nos pipelines de liquides aux États-Unis, car ils ne sont pas structurés sous forme de sociétés en commandite cotées en bourse.

Voici un état des choses en ce qui concerne les documents à produire en réponse à la règle définitive à l'égard de nos actifs importants, exception faite de TC PipeLines, LP :

	Option de production d'un formulaire 501-G	Incidence sur les tarifs maximaux	Moratoires et obligations de production de rapports
Columbia Gas	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 31 janvier 2022. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} février 2022.
Columbia Gulf	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 30 juin 2019. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} août 2020.
ANR	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Moratoire en vigueur jusqu'au 31 juillet 2019. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} août 2022.
ANR Storage	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} juillet 2021.
Millennium	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction de 10,3 %	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
Crossroads	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise

Répercussions des mesures de la FERC de 2018 sur TC Pipelines, LP

Voici un état des choses en ce qui concerne les dépôts concernant les actifs détenus par TC Pipelines, LP effectués en réponse à la règle définitive :

	Option de production d'un formulaire 501-G	Incidence sur les tarifs maximaux	Moratoires et obligations de production de rapports
Great Lakes	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} février 2019	Aucun moratoire en vigueur. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} octobre 2022.
GTN	Élimination de l'obligation de déposer un formulaire 501-G par suite de l'approbation d'un règlement par la FERC le 30 novembre 2018	Remboursement de 10 millions de dollars US versé aux clients assujettis à des tarifs fermes en 2018; réduction de 10,0 % à compter du 1 ^{er} janvier 2019; réduction supplémentaire des tarifs de 6,6 % pour la période du 1 ^{er} janvier 2020 au 31 décembre 2021	Moratoire sur les changements de tarifs en vigueur jusqu'au 31 décembre 2021. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} janvier 2022.
Northern Border	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} février 2019; réduction supplémentaire des tarifs de 2,0 % à compter du 1 ^{er} janvier 2020	Aucun moratoire en vigueur. Disposition de reprise prévoyant l'entrée en vigueur de nouveaux tarifs d'ici le 1 ^{er} juillet 2024.
Tuscarora	Option 1 – conclusion par la suite d'un règlement avec les clients, avis de règlement de principe déposé auprès de la FERC le 29 janvier 2019.	Finalisation prévue avec le règlement	Finalisation prévue avec le règlement
Bison	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
Iroquois	Option 3 – conclusion par la suite d'un règlement avec les clients, avis de règlement de principe déposé auprès de la FERC le 9 janvier 2019.	Réduction des tarifs prévue à hauteur de l'incidence du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis indiquée sur le formulaire 501-G.	Confirmation probable en parallèle avec le règlement
Portland	Option 3	Aucun changement de tarifs proposé	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise
North Baja	Option 1 – formulaire accepté par la FERC	Réduction de 10,8 % entrée en vigueur le 1 ^{er} décembre 2018	Aucun moratoire ni aucune disposition de reprise

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

Après les règlements et les dépôts de rapports restreints en vertu de l'article 4 pour certains gazoducs mentionnés ci-dessus, l'incidence défavorable des mesures de la FERC de 2018 sur les bénéfices, les flux de trésorerie et la situation financière de TC Pipelines, LP est moins considérable que prévu au début. De plus, comme notre participation dans TC Pipelines, LP se chiffre approximativement à 25 %, l'effet des mesures de la FERC de 2018 qui se rattache à TC Pipelines, LP n'est pas significatif en regard des bénéfices ou des flux de trésorerie consolidés de TransCanada.

Financement

Par suite des mesures de la FERC de 2018 initialement proposées, nous avons déterminé que de nouveaux transferts d'actifs à TC Pipelines, LP ne constituent plus un moyen de financement viable. En outre, TC Pipelines, LP a cessé d'utiliser son programme d'émission au cours du marché. Il reste à déterminer si ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir. Nous croyons néanmoins que les flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de nos activités d'exploitation, l'accès aux marchés des capitaux que nous confèrent notamment notre RRD, la gestion de notre portefeuille, les fonds en caisse et nos importantes facilités de crédit confirmées nous procurent la capacité financière nécessaire au financement de notre programme d'investissement actuel.

Considérations sur la dépréciation

Nous passons en revue les immobilisations corporelles et les participations comptabilisées à la valeur de consolidation pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou des changements de situation nous portent à croire que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. L'écart d'acquisition fait l'objet d'un test de dépréciation une fois l'an, ou plus souvent si des événements ou des changements de situation nous portent à croire qu'il s'est déprécié. Les divers rapports susmentionnés déposés en réaction aux mesures de la FERC de 2018 ont été pris en compte dans les hypothèses utilisées dans le cadre de nos tests de dépréciation des écarts d'acquisition annuels de même que dans notre évaluation de la recouvrabilité des soldes de nos actifs à long terme. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour obtenir d'autres précisions sur les pertes de valeur d'actifs et d'écarts d'acquisition constatées en 2018.

INCIDENCE DE LA RÉFORME FISCALE AUX ÉTATS-UNIS

Conformément à la réforme fiscale promulguée aux États-Unis, nous avons ajusté notre solde net de cumuls d'impôts reportés aux États-Unis au 31 décembre 2017 pour refléter la diminution du taux d'imposition fédéral des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %. Les montants comptabilisés afin d'ajuster les impôts demeuraient provisoires tandis que notre interprétation, notre évaluation et notre présentation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis faisaient l'objet de clarifications au cours de la période d'évaluation de un an consentie par la SEC et que les autorités fiscales publiaient d'autres instructions à ce sujet. En 2018, lorsque nous avons mis la dernière main à nos déclarations de revenus annuelles de 2017 relatives à nos activités aux États-Unis et que nous avons clarifié l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis sur notre passif d'impôts reportés au 31 décembre 2017, nous avons déterminé qu'il était nécessaire d'ajuster l'estimation précédente. Nous avons donc comptabilisé un recouvrement au titre des impôts reportés de 52 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018 afin d'ajuster notre passif réglementaire net et les soldes de nos cumuls d'impôts reportés.

Par ailleurs, la règle définitive faisant suite aux mesures de la FERC de 2018 prévoit que, dans la mesure où la possibilité pour une entité de recouvrer sa charge d'impôts à même les tarifs était éliminée, il fallait aussi retrancher les cumuls d'impôts reportés de la base tarifaire de cette entité. Conformément au formulaire 501-G et à la conclusion des règlements tarifaires non contentieux indiqués plus haut, les soldes des cumuls d'impôts reportés de tous les pipelines détenus par TC Pipelines, LP, en propriété exclusive ou non, ont été retranchés des bases tarifaires correspondantes. Par conséquent, les passifs réglementaires nets comptabilisés à l'égard de ces actifs conformément à la réforme fiscale aux États-Unis ont été radiés, ce qui s'est soldé par l'inscription d'un autre recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars au quatrième trimestre de 2018.

PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

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

Notre programme d'investissement de 57 milliards de dollars comprend un montant d'environ 36,6 milliards de dollars de projets garantis et un montant d'environ 20,7 milliards de dollars destiné à des projets en cours d'aménagement. Nos projets garantis comprennent des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont en construction ou en processus d'obtention de permis mais non encore entièrement approuvés. Nos projets en cours d'aménagement bénéficient d'un soutien commercial, sauf mention contraire, mais l'échéancier de réalisation et les coûts de projet qui s'y rapportent sont plus incertains et sont conditionnels à l'obtention de certaines autorisations.

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

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts en raison des conditions météorologiques, 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, entre autres facteurs. Les montants figurant dans les tableaux ci-après ne tiennent compte ni des intérêts capitalisés ni des provisions pour les fonds utilisés pendant la construction.

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 31 décembre 2018
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2019-2021	0,3	—
Réseau de NGTL	2019	2,8	1,4
	2020	1,7	0,2
	2021	2,8	—
	2022	1,3	—
Coastal GasLink ^{2,3}	2023	6,2	0,1
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	1,8	—
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Mountaineer XPress	2019	3,2 US	2,9 US
Modernisation II	2019-2020	1,1 US	0,5 US
Columbia Gulf			
Gulf XPress	2019	0,6 US	0,5 US
Autres investissements dans la capacité	2019-2022	0,9 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	2,0 US	—
Gazoducs – Mexique			
Sur de Texas ⁴	2019	1,5 US	1,4 US
Villa de Reyes ⁴	2019	0,8 US	0,6 US
Tula ⁴	2020	0,7 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
White Spruce	2019	0,2	0,1
Autres investissements dans la capacité	2020	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2019-2021	0,1	—
Énergie			
Napanee	2019	1,7	1,6
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	2019-2023	2,2	0,6
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁶	2019-2021	0,7	0,2
		32,7	10,8
Incidence du change sur les projets garantis ⁷		3,9	2,4
Total des projets garantis (en dollars CA)		36,6	13,2

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

2 Reflète la totalité des capitaux nécessaires, avant la participation d'éventuels coentrepreneurs ou la conclusion d'un financement de projet.

3 La valeur comptable est présentée déduction faite des encaissements obtenus au quatrième trimestre de 2018 de certains participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de quelque 0,5 milliard de dollars des coûts préalables à la décision d'investissement finale conformément aux accords de projet. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.

4 La CFE a reconnu les événements de force majeure pour ces pipelines et approuvé le paiement de frais fixes de capacité conformément à leurs contrats de transport respectifs. Ces paiements seront comptabilisés en tant que produits lorsque les pipelines seront mis en service.

5 Reflète la quote-part qui nous revient dans les coûts du programme de remplacement de composantes principales du réacteur 6, qui devrait être mis en service en 2023, ainsi que les montants à investir jusqu'en 2023 conformément au programme de gestion d'actifs.

6 Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, qui se rapportent principalement à notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien de Bruce Power et à d'autres actifs des installations du secteur Énergie.

7 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,36 au 31 décembre 2018.

Projets en cours d'aménagement

Les coûts indiqués dans le tableau ci-dessous reflètent les estimations les plus récentes pour chaque projet selon les documents déposés auprès des différents organismes de réglementation ou autrement établis par la direction.

(en milliards de dollars)	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 31 décembre 2018
Gazoducs – Canada		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Pipelines de liquides		
Keystone XL ²	8,0 US	0,6 US
Terminaux de Heartland et de TC ³	0,9	0,1
Grand Rapids, phase II ³	0,7	—
Terminal Hardisty ³	0,3	0,1
Énergie		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁴	6,0	—
	17,8	0,8
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁵	2,9	0,2
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	20,7	1,0

1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant.

2 La valeur comptable tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation comptabilisée en 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis le 1^{er} janvier 2018.

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

4 Reflète notre quote-part des coûts du programme de remplacement de composantes principales des réacteurs 3, 4, 5, 7 et 8, de même que les coûts résiduels du programme de gestion des actifs après 2023.

5 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,36 au 31 décembre 2018.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2018

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 comparables à des mesures semblables 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 24, 82 et 113 pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice			
Produits	13 679	13 449	12 547
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
par action ordinaire – de base	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
– dilué(e)	3,92 \$	3,43 \$	0,16 \$
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108
par action ordinaire	3,86 \$	3,09 \$	2,78 \$
Flux de trésorerie			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Fonds provenant de l'exploitation comparables	6 522	5 641	5 171
Flux de trésorerie distribuables comparables	5 885	4 963	4 482
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	6,52 \$	5,69 \$	5,91 \$
Dépenses d'investissement ¹	10 929	9 210	6 067
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	13 608
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	614	4 683	6
Remboursement de coûts liés aux projets d'investissement en cours d'aménagement	470	634	—
Bilan			
Total de l'actif	98 920	86 101	88 051
Dette à long terme	39 971	34 741	40 150
Billets subordonnés de rang inférieur	7 508	7 007	3 931
Actions privilégiées	3 980	3 980	3 980
Participations sans contrôle	1 655	1 852	1 726
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	25 358	21 059	20 277
Dividendes déclarés²			
par action ordinaire	2,76 \$	2,50 \$	2,26 \$
Actions ordinaires – de base (en millions)			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	902	872	759
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	918	881	864

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.

2 Se reporter à la rubrique « Situation financière » à la page 80 pour plus de renseignements sur les dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées.

Résultats consolidés

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)			
Gazoducs – Canada	1 250	1 236	1 307
Gazoducs – États-Unis	1 700	1 760	1 190
Gazoducs – Mexique	510	426	287
Pipelines de liquides	1 579	(251)	806
Énergie	779	1 552	(1 157)
Siège social	(54)	(39)	(120)
Total du bénéfice sectoriel	5 764	4 684	2 313
Intérêts débiteurs	(2 265)	(2 069)	(1 998)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419
Intérêts créditeurs et autres	(76)	184	103
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	3 949	3 306	837
(Charge) recouvrement d'impôts	(432)	89	(352)
Bénéfice net	3 517	3 395	485
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	185	(238)	(252)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	3 702	3 157	233
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
Bénéfice net par action ordinaire			
– de base	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
– dilué	3,92 \$	3,43 \$	0,16 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires se chiffrait en 2018 à 3 539 millions de dollars, ou 3,92 \$ par action (2 997 millions de dollars, ou 3,44 \$ par action, en 2017; 124 millions de dollars, ou 0,16 \$ par action, en 2016). Le bénéfice net par action ordinaire a augmenté de 0,48 \$ par action en 2018 comparativement à 2017 en raison des variations du bénéfice net décrites ci-dessous et de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché.

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

2018

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse par suite des mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de 15 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition de Tuscarora;
- une perte nette de 4 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces contrats sont exclus du résultat comparable du secteur Énergie depuis 2018, leur réduction progressive n'étant pas considérée comme faisant partie de nos activités sous-jacentes.

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 sur la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts sur la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- 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 charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et à des 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.

2016

- une perte de 873 millions de dollars après les impôts sur les actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis destinés à la vente;
- 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;
- des coûts de 273 millions de dollars après les impôts liés à l'acquisition de Columbia;
- 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;
- une charge de dépréciation de 656 millions de dollars, après les impôts, de l'écart d'acquisition de Ravenswood;
- une charge de dépréciation de 244 millions de dollars après les impôts sur la valeur comptable et le règlement de nos CAE en Alberta;
- 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;
- 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.

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.

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 attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable.

Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	3 539	2 997	124
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(143)	—	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(115)	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(52)	(804)	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(27)	(307)	873
Résiliation des contrats liant Bison	(25)	—	—
Dépréciation des actifs de Bison	140	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	15	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	4	—	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(136)	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(7)	(28)
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
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	656
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	244
Coûts de restructuration	—	—	16
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	3
Activités de gestion des risques ¹	144	(104)	(95)
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108
Bénéfice net par action ordinaire	3,92 \$	3,44 \$	0,16 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(0,16)	—	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(0,13)	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(0,06)	(0,92)	—
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(0,03)	(0,34)	1,15
Résiliation des contrats liant Bison	(0,03)	—	—
Dépréciation des actifs de Bison	0,16	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	0,02	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	0,01	—	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(0,16)	—
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	(0,01)	(0,04)
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
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	0,86
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	0,32
Coûts de restructuration	—	—	0,02
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	—
Activités de gestion des risques ¹	0,16	(0,12)	(0,12)
Résultat comparable par action ordinaire	3,86 \$	3,09 \$	2,78 \$

1	exercices clos les 31 décembre			
	(en millions de dollars)	2018	2017	2016
	Commercialisation des liquides	71	—	(2)
	Installations énergétiques au Canada	3	11	4
	Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
	Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
	Intérêts	—	(1)	—
	Change	(248)	88	26
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	52	(45)	(54)
	Total des (pertes) gains découlant des activités de gestion des risques	(144)	104	95

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains aspects des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Ajustements :			
Amortissement	(2 350)	(2 048)	(1 939)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 265)	(2 068)	(1 883)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	177	159	71
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(693)	(839)	(841)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(315)	(238)	(257)
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)
Résultat comparable	3 480	2 690	2 108

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2018 et de 2017

Le BAIIA comparable de 2018 a été supérieur de 1,2 milliard de dollars à celui de 2017, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à la reprise de l'amortissement accru par suite de la hausse tarifaire approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL; l'augmentation est aussi attribuable à la progression globale du résultat fondé sur les tarifs, avant les impôts, en partie annulée par la baisse des revenus incitatifs et des impôts sur le bénéfice transférés;
- le résultat moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, par suite surtout de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation et les résultats moins élevés tirés des activités de passation de contrats.

Le résultat comparable de 2018 a été supérieur de 790 millions de dollars, ou 0,77 \$ par action ordinaire, à celui de 2017. Cette augmentation en 2018 est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de l'amortissement, principalement en ce qui concerne les gazoducs au Canada, à cause de la hausse des taux d'amortissement approuvés dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL (hausse entièrement recouvrée, comme en témoigne la hausse du BAIIA comparable décrite ci-dessus, et qui n'a donc aucune incidence nette sur le résultat comparable) et de l'augmentation de l'amortissement découlant des nouveaux projets mis en service en 2017 et en 2018;

- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux nouvelles émissions de titres d'emprunt à long terme en 2018 et de l'incidence sur l'exercice complet des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur de 2017, déduction faite des titres et des billets échus, ainsi qu'à la diminution des intérêts capitalisés, facteurs en partie compensés par le remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017;
- la baisse de la charge d'impôts liée principalement à la réduction des taux d'imposition découlant de la réforme fiscale aux États-Unis et de la baisse des impôts sur le bénéficiaire transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2017 et de 2016

Le BAIIA comparable de 2017 avait été supérieur de 730 millions de dollars à celui de 2016, principalement en raison de 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'apport moins élevé des installations énergétiques aux États-Unis, qui s'explique par la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et par la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité aux États-Unis;
- 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.

Le résultat comparable de 2017 avait été supérieur de 582 millions de dollars, ou 0,31 \$ par action ordinaire, à celui de 2016.

Cette augmentation en 2017 était principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- 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 des titres et billets échus;
- l'accroissement de l'amortissement ayant découlé principalement de l'acquisition de Columbia en 2016 et des projets mis en service;
- 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'expliquait surtout par les revenus tirés du recouvrement de certains coûts du projet Coastal Gaslink et de l'abandon du projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR »).

En 2018 et en 2017, le résultat comparable par action a subi l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché; il a aussi subi l'incidence sur l'exercice complet, en 2017, de notre RRD et des émissions distinctes d'actions de 2016. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Situation financière » pour d'autres renseignements sur les émissions d'actions ordinaires.

Flux de trésorerie

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation se sont chiffrées à 6,6 milliards de dollars et les fonds provenant de l'exploitation comparables, à 6,5 milliards de dollars, soit une progression de 25 % et de 16 %, respectivement, en 2018, comparativement à 2017. 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 non recouvrables, ont atteint 5,9 milliards de dollars en 2018 alors qu'elles s'étaient chiffrées à 5,0 milliards de dollars en 2017, principalement grâce à 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 2017 et de 2018. 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)	2018	2017	2016
Gazoducs – Canada	2 478	2 181	1 525
Gazoducs – États-Unis	5 771	3 830	1 522
Gazoducs – Mexique	797	1 954	1 142
Pipelines de liquides	581	529	1 137
Énergie	1 257	675	708
Siège social	45	41	33
	10 929	9 210	6 067

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 10,9 milliards de dollars en projets d'investissement en 2018 pour optimiser la valeur des actifs existants et aménager de nouveaux actifs complémentaires dans des régions à forte demande. Le total de nos dépenses d'investissement de 2018 comprenait des apports de 1,0 milliard de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liés à Sur de Texas et à Bruce Power. Ce montant a été en partie compensé par des coûts préalables à la décision d'investissement finale de 470 millions de dollars qui ont été remboursés par les participants à la coentreprise avec LNG Canada en 2018.

En 2017, nous avons investi 9,2 milliards de dollars en projets d'investissement pour optimiser la valeur des actifs existants et 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. Ce montant avait été en partie compensé par le remboursement des coûts de projets de 0,6 milliard de dollars reçu à l'abandon du projet de TGPR.

Produit de la vente d'actifs

En 2018, nous avons mené à terme la vente de notre participation dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit net de 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.

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 de 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 12,8 milliards de dollars en 2018. Au 31 décembre 2018, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires comptaient pour 34 % de la structure du capital (33 % en 2017), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 14 % (16 % en 2017). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

Dividendes

Nous avons majoré de 8,7 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,75 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2019, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,00 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 19^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 fourchette de 8 % à 10 % jusqu'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)	2018	2017	2016
Actions ordinaires	1 571	1 339	1 436
Actions privilégiées	158	155	100

PERSPECTIVES

Résultat

Notre résultat par action ordinaire de 2019, exclusion faite des postes particuliers, devrait être supérieur à celui de 2018, en raison principalement de l'incidence prévue des éléments suivants :

- l'apport des projets de Columbia Gas et de Columbia Gulf qui seront mis en service;
- la hausse de la quote-part nous revenant du résultat de Bruce Power attribuable à l'augmentation des prix contractuels;
- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- l'achèvement de la centrale de Napanee;
- le début de l'exploitation du gazoduc Sur de Texas.

Ces éléments étant annulés en partie par :

- l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission au cours du marché et de celles qui devraient être émises en 2019 dans le cadre du RRD;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, ainsi que la diminution des intérêts capitalisés, après la mise en service de certains actifs;
- la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- la vente prévue de la centrale de Coolidge;
- l'incidence incertaine de la récente réforme fiscale aux États-Unis et d'autres règlements proposés sur le coût de financement de certaines de nos installations aux États-Unis.

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

Nous prévoyons consacrer environ 8 milliards de dollars en 2019 aux projets de croissance, aux dépenses d'investissement de maintien et aux apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. La plus grande partie du programme d'investissement de 2019 concernera les dépenses consacrées aux projets liés au réseau de NGTL, au gazoduc Coastal GasLink, au projet de modernisation II de Columbia Gas, aux coûts d'aménagement de Keystone XL, à l'allongement du cycle de vie de Bruce Power, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien qui seront engagées dans le cours normal des activités de la société. Ces dépenses d'investissement comprennent la totalité des coûts liés à la construction de Coastal GasLink attendus en 2019, lesquels pourraient être financés en partie par des coentrepreneurs et par un financement de projet.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses d'investissement de 2019.

GAZODUCS

Notre réseau de gazoducs livre du gaz naturel provenant de bassins d'approvisionnement à des sociétés de distribution locales, des installations de production d'électricité, des installations industrielles, des gazoducs de raccordement et d'autres entreprises au Canada, aux États-Unis et au Mexique. Notre réseau de gazoducs exploite la plupart des 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 – 81 500 km (50 500 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 11 100 km (7 000 milles).

En plus de nos gazoducs, 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 actifs 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, de la production d'électricité et des sociétés de distribution locales;
- l'expansion de nos réseaux dans des endroits clés et la construction de projets d'aménagement visant la connectivité des terminaux d'exportation de GNL situés sur la côte ouest du Canada et la côte du golfe du Mexique;
- 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.

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

Gazoducs – Canada

- Mise en service de projets d'environ 0,6 milliard de dollars.
- Dévoilement de quatre nouveaux programmes d'expansion de notre réseau de NGTL totalisant 4,1 milliards de dollars, les dates de mise en service se situant entre 2019 et 2022.
- Obtention de la part de l'ONÉ d'une ordonnance modifiée et du certificat d'utilité publique approuvant la construction des installations de la canalisation principale North Montney et des directives sur les questions de tarification qui s'y rapportent.
- Obtention de l'approbation de l'ONÉ relativement au règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL (le « règlement pour 2018-2019 »), sans modification.
- Obtention de la décision de l'ONÉ relative à notre demande tarifaire pour la période 2018-2020 visant le réseau principal au Canada (la « décision de 2018 de l'ONÉ »), approuvant tous les éléments de notre demande, sauf la période d'amortissement du compte d'ajustement à long terme.
- Conclusion de nouveaux contrats de transport de gaz naturel visant 670 TJ/j (625 Mpi³/j) sur le réseau principal au Canada aux termes des ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay entre le BSOC et les marchés de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du nord-est des États-Unis.
- Début de la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink, au coût approximatif de 6,2 milliards de dollars.

Gazoducs – États-Unis

- Mise en service, en 2018 et au début de 2019, de projets d'environ 5,8 milliards de dollars US, dont Leach Xpress, WB Xpress, l'accès à Cameron et Mountaineer Xpress (mise en service partielle).
- Commencement de projets de croissance supplémentaires de 0,5 milliard de dollars US.

- Dépôt de formulaires 501-G et de règlements tarifaires non contentieux en réponse aux mesures de la FERC de 2018, ce qui s'est répercuté dans diverses proportions sur les tarifs relatifs à nos gazoducs et à nos actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour obtenir un complément d'information.

Gazoducs – Mexique

- Mise en service opérationnelle de Topolobampo.
- Poursuite de la construction des projets de gazoducs Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula.

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 33 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 :

Gazoducs – Canada

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 ces deux zones d'approvisionnement ainsi que sur la demande croissante à l'égard des services de transport garanti en Alberta provenant de la conversion des centrales électriques au charbon, de l'exploitation des sables bitumineux et de la charge d'alimentation pétrochimique, de même que 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 grâce aux futures prolongations du réseau ou à des raccordements futurs à d'autres gazoducs desservant la région.

Le réseau principal au Canada : Le réseau principal au Canada alimente maintenant les marchés de l'Ontario, du Québec, des provinces maritimes, du Midwest et du nord-est des États-Unis, toujours en provenance du BSOC, ainsi que depuis le bassin des Appalaches, grâce à des raccordements.

Gazoducs – États-Unis

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 Gas sont très bien positionnés pour relier l'offre croissante et les marchés 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.

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

Columbia Gulf : Le réseau de gazoducs Columbia Gulf 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 sens du gazoduc a maintenant été en grande partie inversé et élargi pour pouvoir prendre en charge l'offre accrue en provenance du bassin des Appalaches et de ses raccordements au gazoduc de Columbia Gas et à d'autres afin d'acheminer du gaz vers divers marchés de la côte du golfe du Mexique.

TC Pipelines, LP : Nous avons une participation de 25,5 % dans TC Pipelines, LP, qui détient des participations dans huit gazoducs, détenus en propriété exclusive ou non et desservant les principaux marchés des États-Unis.

Gazoducs – Mexique

Réseau de gazoducs au Mexique : Nous avons un réseau grandissant de gazoducs jumelé à un vaste portefeuille de projets de gazoducs en cours de construction au Mexique, notamment Tula et Villa de Reyes ainsi que Sur de Texas, dans lequel nous détenons une participation de 60 %.

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 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 110 Gpi³/j d'ici 2020, ce qui représente une augmentation d'environ 10 Gpi³/j par rapport aux volumes de 2018.

Cet accroissement prévu de la demande de gaz naturel, jumelé au taux de déclin annuel de la production de gaz naturel, qui est de 20 % à 25 %, laisse prévoir que des raccordements à l'offre de plus de 35 Gpi³/j seront nécessaires dans les deux prochaines années, 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;
- les sables bitumineux de l'Alberta;
- les exportations vers le Mexique destinées à alimenter des centrales électriques.

Les producteurs continuent d'évaluer de nouvelles possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL (projetés ou déjà en exploitation) situés sur la côte américaine du golfe du Mexique et le long de la côte Ouest du Canada et des États-Unis. 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 de mise en valeur des réserves 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

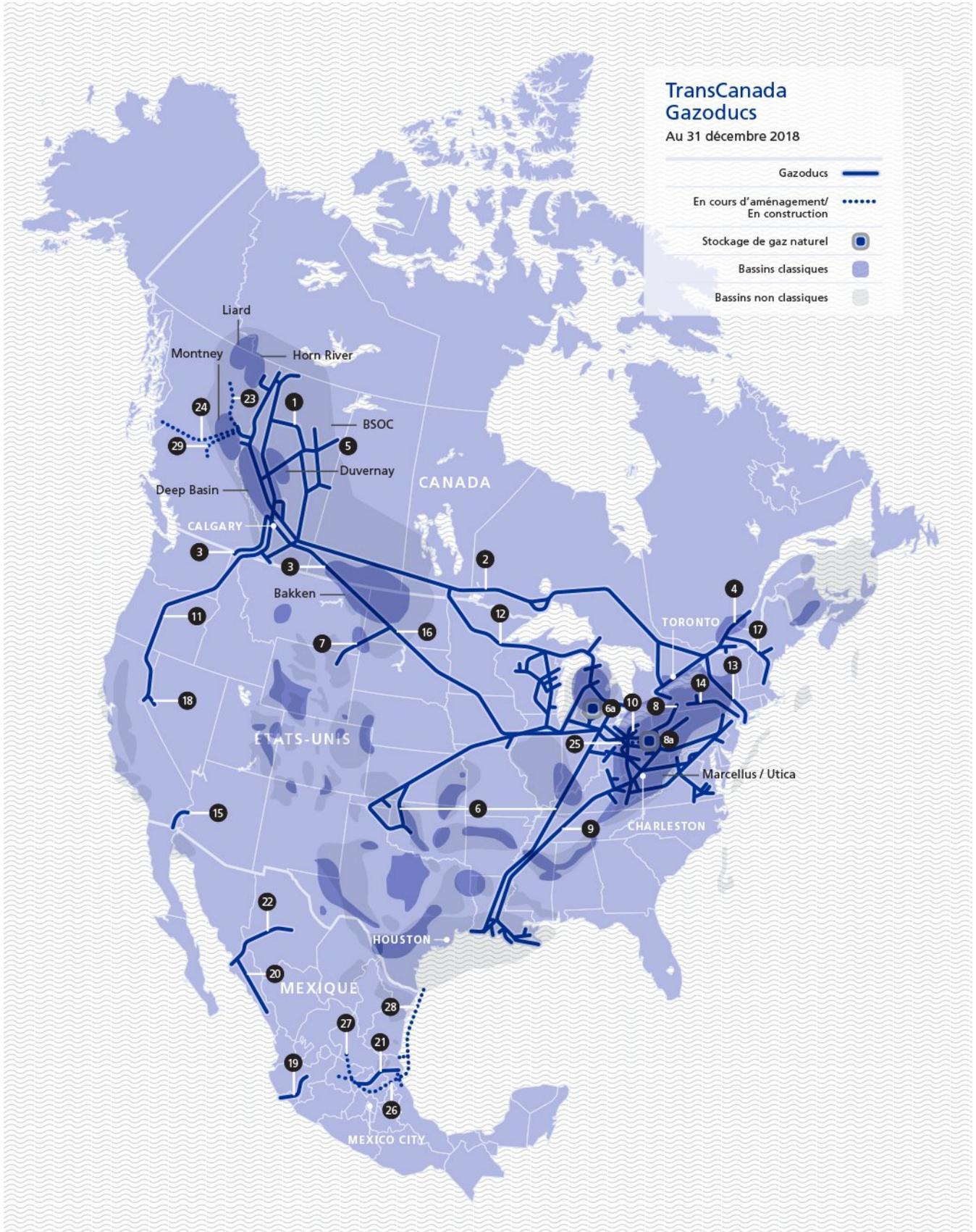
Nos gazoducs acheminent le gaz naturel dont dépend l'approvisionnement en énergie de millions de particuliers et d'entreprises en Amérique du Nord. Nous nous efforçons de saisir les occasions qu'offre l'approvisionnement croissant en gaz naturel et de raccorder de nouveaux marchés, tout en répondant 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 2019, nous mettrons notamment l'accent sur la réalisation en cours de notre programme d'investissement qui comprend l'expansion du réseau de NGTL, le début de la construction de Coast GasLink, ainsi que l'achèvement de plusieurs projets de gazoducs aux États-Unis et 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 2018

- Gazoducs —
- En cours d'aménagement/
En construction ⋯
- Stockage de gaz naturel ●
- 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 24 568 km (15 266 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 14 082 km (8 750 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 ») 574 km (357 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.	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 60 km (37 milles)	Réseau qui achemine le gaz naturel du réseau Great Lakes aux États-Unis jusqu'à un point situé près de Dawn, en Ontario, en passant par un raccordement situé à la frontière américaine sous la rivière Sainte-Claire.	100 %
Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis			
6	ANR 15 075 km (9 367 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de divers bassins d'approvisionnement vers les marchés du Midwest américain 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 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
8	Columbia Gas 18 525 km (11 511 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de sources situées principalement dans le bassin des Appalaches vers les marchés et les gazoducs de raccordement 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 5 419 km (3 367 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 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
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 65,4 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 53,6 % et de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	65,4 %

	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 13,2 % dans le réseau par le truchement de notre participation directe de 0,7 % et de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	13,2 %
14 Millennium	407 km (253 milles)	Gazoduc qui transporte le gaz naturel provenant principalement du gisement de schiste de Marcellus vers des marchés couvrant le sud de l'État de New York et de la vallée de l'Hudson, ainsi que la ville de New York par l'intermédiaire de ses raccordements de gazoducs.	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 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
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 12,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	12,7 %
17 Portland	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 et des provinces maritimes canadiennes. Nous détenons une participation effective de 15,7 % dans le réseau par le truchement de notre participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP.	15,7 %
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 25,5 % dans le réseau par le truchement de notre participation dans TC PipeLines, LP.	25,5 %
Gazoducs au Mexique			
19 Guadalajara	310 km (193 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, et qui est raccordé au gazoduc de Topolobampo à El Oro.	100 %
21 Tamazunchale	370 km (230 milles)	Gazoduc qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	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 Encino, dans l'État de Chihuahua, jusqu'à El Oro et Topolobampo, dans l'État de Sinaloa.	100 %
En construction			
Gazoducs au Canada			
23 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	160 km** (99 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL comprenant l'ajout de plusieurs projets de conduites et de postes de compression. Les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2019.	100 %
24 Coastal GasLink	670 km** (416 milles)	Projet visant des installations nouvelles devant acheminer le gaz naturel de la zone productrice de Montney jusqu'aux installations de liquéfaction de LNG Canada en construction situées près de Kitimat, en Colombie-Britannique.	100 %
Gazoducs aux États-Unis			
25 Mountaineer XPress – mis en service à 45 % en janvier 2019 (192 km ou 119 milles)	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 %
Gazoducs au Mexique			
26 Tula	324 km** (201 milles)	Gazoduc qui prendra naissance à Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il prendra en charge du gaz naturel provenant de Sur de Texas, puis qui se raccordera à Villa de Reyes à Tula et acheminera le gaz vers des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans le centre du Mexique.	100 %

		Longueur	Description	Participation effective
27	Villa de Reyes	420 km** (261 milles)	Gazoduc bidirectionnel 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, y compris un latéral vers le complexe industriel Salamanca à Guanajuato.	100 %
28	Sur de Texas	775 km** (482 milles)	Gazoduc qui commencera dans le golfe du Mexique, à la frontière près de Brownsville, au Texas, et desservira Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et Tuxpan, dans l'État de Veracruz; il sera raccordé aux gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %

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

Gazoducs au Canada

*	Installations du réseau de NGTL pour 2020	120 km** (75 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	375 km** (233 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 2021.	100 %
*	Installations du réseau de NGTL pour 2022	197 km** (122 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 avril 2022.	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 %
---	----------------	-------------------------	--	-------

En cours d'aménagement

Gazoducs au Canada

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 %
----	---------------------------------	--------------------------	---	-------

* Des 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 des gazoducs au Canada est assujéti à la réglementation de divers organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux. C'est l'ONÉ qui exerce son autorité sur nos réseaux de gazoducs interprovinciaux canadiens réglementés, tandis que les gouvernements des provinces exercent leur autorité sur les réseaux de gazoducs dont les activités ne dépassent pas les limites de leur territoire. Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, l'ONÉ 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 dégage 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 est exploité aux termes d'une convention de règlement de deux ans conclue pour la période de 2018-2019, à laquelle se greffe un accord d'encouragement à l'endroit des expéditeurs sous forme de mécanisme de partage en parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel des coûts d'entretien, d'exploitation et d'administration. Quant au réseau principal au Canada, il entame la cinquième 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 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

Projet de gazoduc Coastal GasLink

En octobre 2018, nous avons annoncé que nous allions de l'avant avec la construction du projet de gazoduc Coastal GasLink après l'annonce par les participants à la coentreprise avec LNG Canada d'une décision d'investissement finale positive concernant la construction de l'installation de liquéfaction de gaz naturel de LNG Canada située à Kitimat, en Colombie-Britannique. Le gazoduc Coastal GasLink assurera l'approvisionnement en gaz naturel de l'installation de LNG Canada et il est soutenu par des contrats de transport de 25 ans (assortis de clauses de renouvellement) conclus avec chacun des cinq participants à la coentreprise avec LNG Canada. Ce gazoduc d'une longueur de 670 km (416 milles) aura une capacité initiale d'environ 2,2 PJ/j (2,1 Gpi³/j) qui pourrait être portée à 5,4 PJ/j (5,0 Gpi³/j). Nous avons obtenu tous les permis nécessaires pour aller de l'avant avec les travaux de construction, qui ont donc débuté en décembre 2018 en vue d'une mise en service en 2023. Coastal GasLink a signé des ententes de projet et des ententes communautaires avec les 20 Premières Nations choisies le long du tracé du pipeline, confirmant un appui fort des communautés autochtones dans la province de Colombie-Britannique.

En juillet 2018, un particulier a demandé à l'ONÉ d'évaluer si le gazoduc Coastal GasLink devrait être assujéti à la réglementation fédérale de l'ONÉ. En octobre 2018, l'ONÉ a indiqué qu'elle se pencherait sur la question de la juridiction, a déterminé que Coastal GasLink avait qualité pour intenter une action en justice sur cette question et s'est réservé le droit de statuer sur la participation de toute autre partie intéressée éventuelle, y compris le particulier qui avait soulevé la question. En décembre 2018, l'ONÉ a délivré une lettre de procédure précisant les participants et le calendrier. La procédure de l'ONÉ devrait se terminer au deuxième semestre de 2019, et l'ONÉ rendra sa décision par la suite.

En décembre 2018, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a prononcé une injonction ordonnant aux opposants au projet de Coastal GasLink de permettre aux travailleurs affectés à sa construction d'accéder à une portion du droit de passage qu'ils bloquaient au sud de Houston, en Colombie-Britannique. En janvier 2019, la GRC a pris des mesures pour faire respecter cette injonction. Après des négociations, les manifestants ont consenti à se soumettre à l'injonction et à permettre la circulation des travailleurs.

Le coût en capital du projet de Coastal GasLink est estimé à 6,2 milliards de dollars et la majeure partie des dépenses liées à la construction devrait être engagée en 2020 et en 2021. Sous réserve des modalités, les écarts entre le coût en capital estimé et le coût final du projet seront recouverts à même les droits d'utilisation des gazoducs. Dans le cadre du plan de financement de Coastal GasLink, nous étudions le recours à des partenaires en coentreprise et à un financement de projet.

Le coût en capital total tient compte des coûts préalables à la décision d'investissement finale de 470 millions de dollars. Conformément aux dispositions des ententes conclues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada, les cinq parties ont choisi de nous rembourser, en novembre 2018, leur quote-part des coûts préalables à la décision d'investissement finale, qui totalise 470 millions de dollars. De plus, les cinq coentrepreneurs ont accepté en janvier 2019 de nous verser des paiements en trésorerie pendant toute la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés.

Réseau de NGTL

Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022

En octobre 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022 pour répondre aux besoins de production liés à de nouvelles demandes de services garantis de réception et de livraison intrabassin à compter de novembre 2021 et d'avril 2022. Cette expansion de 1,5 milliard de dollars du réseau de NGTL comprend des nouveaux gazoducs d'une longueur d'environ 197 km (122 milles), trois postes de compression, des postes de comptage et des installations connexes. Les demandes d'approbation pour construire et exploiter les installations devraient être déposées auprès de l'ONÉ au deuxième trimestre de 2019 et, dans l'attente des approbations réglementaires, la construction pourrait commencer dès le troisième trimestre de 2020.

Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021

En février 2018, nous avons annoncé le programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021, assorti d'un coût en capital estimé à 2,3 milliards de dollars, dont la mise en service est prévue pour le premier semestre de 2021. Le programme se compose de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 375 km (233 milles), de trois postes de compression, d'une vanne de réglage et d'installations connexes. L'expansion est nécessaire pour transporter l'approvisionnement accru et accroître la capacité d'exportation du bassin de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi³/j) vers le point de livraison des exportations Empress, au point de raccordement du réseau de NGTL et du réseau principal au Canada. Une demande d'approbation de la construction et de l'exploitation du programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 a été déposée auprès de l'ONÉ en juin 2018 et fera l'objet d'une audience publique au troisième trimestre de 2019.

Approbation du projet North Montney

En juillet 2018, l'ONÉ a rendu, après l'approbation par le gouvernement fédéral de notre demande, une ordonnance et un certificat d'utilité publique modifiés à l'égard des approbations obtenues pour le projet North Montney afin d'en éliminer la condition stipulant qu'une décision d'investissement finale positive doit être prise à l'égard du projet de Pacific Northwest LNG avant le début de la construction.

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

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

La construction du projet North Montney a commencé en août 2018. La première phase du projet devrait être mise en service d'ici le quatrième trimestre de 2019 et la deuxième phase, d'ici le deuxième trimestre de 2020.

Autres projets

En février 2019, nous avons annoncé notre projet de prolongement de Riverbend. Ce gazoduc de 85 millions de dollars reliera le réseau de NGTL à une importante installation industrielle en préparation, située dans la région de Grande Prairie, en Alberta. Le projet comprendra une canalisation de 24 pouces de diamètre nominal de tuyau sur 28 kilomètres (17 milles) de long ainsi qu'un poste de comptage des livraisons; il est visé par des contrats fermes portant sur 330 TJ/j (308 Mpi³/j) de nouveaux services de livraison et sa mise en service est prévue au troisième trimestre de 2021.

En avril 2018, nous avons procédé à la mise en service du projet de croisement de Sundre. Ce projet de pipeline de 100 millions de dollars ajoute quelque 245 TJ/j (228 Mpi³/j) à la capacité du réseau de NGTL à notre point de livraison des exportations de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, assurant un meilleur raccordement avec les principaux marchés en aval de la région du nord-ouest des États-Unis bordée par le Pacifique et de la Californie.

En avril 2018, nous avons procédé à la mise en service du projet de gazoduc reliant la boucle du réseau principal du Nord-Ouest à Boundary Lake. Ce projet d'une valeur de 160 millions de dollars a permis d'ajouter de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 230 km (143 milles) et des postes de compression supplémentaires ainsi que d'accroître la capacité du réseau de NGTL d'environ 535 TJ/j (500 Mpi³/j).

En mars 2018, nous avons annoncé la conclusion fructueuse d'une invitation à soumissionner en vue d'un nouvel accroissement de la capacité du point de livraison des exportations Empress/McNeill, pour une entrée en service prévue en novembre 2021. Les soumissions visant l'offre de 300 TJ/j (280 Mpi³/j) ont surpassé les besoins, et la durée moyenne des contrats octroyés est d'environ 22 ans. Les installations et les capitaux requis aux fins de l'expansion sont estimés à environ 140 millions de dollars.

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

En juin 2018, l'ONÉ a approuvé sans modification le règlement pour 2018-2019 sur les tarifs définitifs pour 2018. Aux termes du règlement pour 2018-2019 qui est en vigueur du 1^{er} janvier 2018 au 31 décembre 2019, le RCA est fixé à 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et le taux d'amortissement composé est porté de 3,18 % à 3,45 %. Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration sont établis à 225 millions de dollars pour 2018 et à 230 millions de dollars pour 2019, et un mécanisme de partage en parts égales de l'écart entre le montant fixé et le montant réel de ces coûts est prévu. Tous les autres coûts, y compris les charges de maintien de l'intégrité des gazoducs et les coûts liés aux émissions, sont traités comme des coûts transférables.

Réseau principal au Canada

Ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay

En décembre 2018, nous avons annoncé la conclusion de nouveaux contrats visant le transport de 670 TJ/j (625 Mpi³/j) de gaz naturel sur le réseau principal au Canada à partir du BSOC. Lorsque l'ONÉ aura approuvé ces ententes, les volumes supplémentaires visés par ces contrats de transport à long terme à prix fixes desserviront les marchés de l'Ontario, du Québec, du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du nord-est des États-Unis en utilisant la capacité existante du réseau principal au Canada et les nouvelles installations de compression. Des clients ont conclu des ententes préalables de 15 ans soutenant la réalisation du projet au coût en capital estimatif de 96 millions de dollars. Nous avons déposé auprès de l'ONÉ la demande d'approbation des ententes à long terme de transport à prix fixe en janvier 2019 et nous nous attendons à ce que l'ONÉ rende sa décision au troisième trimestre de 2019.

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

En octobre 2018, nous avons clos l'audience par écrit portant sur l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période de 2018 à 2020 en soumettant notre contre-preuve à l'ONÉ. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu sa décision de 2018, dans laquelle il approuvait tous les éléments de la demande, y compris nos prévisions de coût et de volumes, la hausse des taux d'amortissement et la reconduction de notre pouvoir discrétionnaire en matière de prix, mais à l'exception de la période d'amortissement du CALT, qui doit maintenant faire l'objet d'un amortissement de 2018 à 2020. Cette décision aura pour effet d'abaisser les tarifs à compter du 1^{er} février 2019. Comme l'ONÉ nous l'a ordonné, nous lui avons remis un dépôt de conformité en janvier 2019, dont l'issue est attendue au premier trimestre de 2019.

Projet d'expansion du poste de compression Maple

En avril 2018, nous avons obtenu l'approbation de l'ONÉ pour lancer la construction d'un nouveau poste de compression d'environ 110 millions de dollars. Les travaux se poursuivent comme prévu en vue de la mise en service qui doit avoir lieu le 1^{er} novembre 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 la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Réseau de NGTL	1 197	996	968
Réseau principal au Canada	1 073	1 043	1 105
Autres gazoducs au Canada ¹	109	105	109
BAIIA comparable	2 379	2 144	2 182
Amortissement	(1 129)	(908)	(875)
BAII comparable et bénéfice sectoriel	1 250	1 236	1 307

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 ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires liés à nos gazoducs au Canada.

Le BAII comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada ont augmenté de 14 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, et ils avaient diminué de 71 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016.

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.

Bénéfice net et base d'investissement moyenne

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Bénéfice net			
Réseau de NGTL	398	352	318
Réseau principal au Canada	182	199	208
Base d'investissement moyenne			
Réseau de NGTL	9 669	8 385	7 451
Réseau principal au Canada	3 828	4 184	4 441

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 46 millions de dollars en 2018 par rapport à celui de 2017. Cette progression s'explique principalement par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le bénéfice net du réseau de NGTL de 2017 avait été supérieur de 34 millions de dollars à celui de 2016, grâce à une base d'investissement moyenne plus élevée, en partie contrebalancée par une hausse des frais financiers liés aux reports réglementaires. 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 ordinaires réputé de 40 % et comprenait un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 17 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre et de la baisse des revenus incitatifs, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2018. Le bénéfice net du réseau principal avait 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. La diminution de la base d'investissement moyenne en 2018 et en 2017 était essentiellement attribuable à l'amortissement et à l'inclusion de l'excédent reporté des produits nets de 2017 et de 2016 dans la base d'investissement.

De 2015 à 2018, le réseau principal au Canada a été exploité aux termes de la demande tarifaire pour la période de 2015-2030 approuvée en 2014 (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.

La décision de 2014 de l'ONÉ nous enjoignait également de présenter une demande d'examen des droits pour la période de 2018-2020. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu sa décision de 2018, qui comprenait l'amortissement accéléré du solde du CALT au 31 décembre 2017 et une hausse du taux d'amortissement composé, qui passe de 3,2 % à 3,9 %. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information sur la décision de 2018 de l'ONÉ.

BAIIA comparable

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2018 a été supérieur de 235 millions de dollars à celui de 2017, principalement grâce à la reprise de l'amortissement accru découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal au Canada et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL; l'augmentation est aussi attribuable à la progression globale du résultat fondé sur les tarifs, avant les impôts, en partie annulée par la baisse des revenus incitatifs et des impôts sur le bénéfice transférés. Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2017 avait été semblable à celui de 2016.

Amortissement

En 2018, l'amortissement a été supérieur de 221 millions de dollars à celui de 2017 en raison de la hausse des taux d'amortissement approuvée dans la décision de 2018 de l'ONÉ concernant le réseau principal et le règlement de 2018-2019 pour le réseau de NGTL, ainsi que les installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2018. L'amortissement avait augmenté de 33 millions de dollars entre 2016 et 2017, principalement en raison des 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 approuvés par l'ONÉ.

En 2019, le résultat des gazoducs au Canada devrait être supérieur à celui de 2018, en raison principalement de 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 de l'Alberta et que nous élargissons notre gamme de services à nos principaux points de livraison frontaliers en réponse aux demandes de services garantis sur le réseau.

Nous nous attendons à ce que le résultat du réseau principal au Canada soit légèrement inférieur en 2019 en raison de la baisse des revenus incitatifs. Dans sa décision de 2018, l'ONÉ nous a enjoins d'accélérer l'amortissement du CALT sur la période de 2018 à 2020, ce qui aura pour effet de réduire les droits et les revenus de ces exercices, mais n'aura pas d'incidence importante sur le bénéfice net.

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 2,5 milliards de dollars en 2018 pour nos gazoducs au Canada. Nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 3,1 milliards de dollars en 2019 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. En outre, nous avons consacré la somme de 0,1 milliard de dollars à l'avancement du projet de Coastal GasLink et prévoyons y affecter encore 1,0 milliard de dollars en 2019, avant l'apport d'éventuels tiers investisseurs.

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 295 km (183 milles) de conduites dont le diamètre varie de 16 à 36 pouces. C'est aussi cette entreprise qui gère nos participations dans des droits miniers situés dans les zones de gaz de schiste Marcellus et Utica.

TC PipeLines, LP

Nous détenons une participation de 25,5 % dans TC PipeLines, LP, société en commandite dont les parts sont cotées à la NYSE sous le symbole TCP et dont nous sommes le commandité. TC PipeLines, LP possède des participations dans les réseaux de gazoducs de GTN, Northern Border, Bison, Great Lakes, North Baja, Tuscarora, Iroquois et Portland. 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 34.

FAITS MARQUANTS

Projets Mountaineer XPress et Gulf XPress

Mountaineer XPress (« MXP ») est un 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., Environ 45 % de ce projet a été mis en service le 18 janvier 2019, le reste des installations devant être mises en service en février et en mars 2019 en même temps que Gulf XPress, projet de Columbia Gulf. Le total des coûts estimatifs du projet MXP a été révisé à la hausse et atteint maintenant 3,2 milliards de dollars US, ce qui s'explique essentiellement par des retards dans l'obtention des autorisations réglementaires de la FERC et d'autres organismes gouvernementaux, par l'accroissement des coûts liés aux travaux de construction donnés en sous-traitance en raison de la demande inhabituelle de ressources de construction dans la région, par la fréquence inhabituellement élevée des conditions météorologiques défavorables pendant la construction et par les modifications apportées aux plans de travail des entrepreneurs afin d'atténuer les retards de construction causés par ce qui précède.

Louisiana XPress

En novembre 2018, nous avons donné notre aval au projet Louisiana XPress, qui doit assurer le lien direct entre l'approvisionnement et les marchés d'exportation de la côte du golfe du Mexique et comprendra la construction de trois nouveaux postes de compression médians le long du réseau de Columbia Gulf. La mise en service est prévue pour 2022 et le coût du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars US.

Projet d'accès à Cameron

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

Projet WB XPress

Le projet WB XPress, projet de Columbia Gas destiné à assurer le transport d'environ 1,4 PJ/j (1,3 Gpi³/j) de gaz provenant de Marcellus en direction ouest vers la côte du golfe du Mexique et en direction est vers les marchés du centre du littoral de l'Atlantique, est entré en service en octobre 2018 pour ce qui est de sa section Ouest et en novembre 2018 pour ce qui est de sa section Est.

Nixon Ridge

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

Règlements tarifaires relatifs aux gazoducs aux États-Unis

Depuis le 30 septembre 2018, plusieurs règlements tarifaires ont été conclus avec des clients en réponse aux mesures de la FERC de 2018. À la fin de janvier 2019, des règlements tarifaires relatifs à certains de nos gazoducs et de nos actifs de stockage de gaz naturel réglementés par la FERC ont été approuvés ou acceptés par la FERC. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Résiliation de contrats et dépréciation d'actifs de Bison

Au second semestre de 2018, deux clients de Bison ont choisi de régler en totalité le montant résiduel des produits d'exploitation contractuels à venir et de résilier les contrats de transport sous-jacents. Nous avons accepté la résiliation de ces contrats après l'encaissement d'une somme de 97 millions de dollars US en 2018, comptabilisée dans les produits, puisque la résiliation nous dégageait de toute obligation de fournir d'autres services. Devant la tournure des événements et la persistance des conditions défavorables qui ont freiné l'utilisation du gazoduc, nous avons déterminé que la valeur comptable résiduelle de l'actif n'était plus recouvrable et constaté une charge de dépréciation hors trésorerie de 537 millions de dollars US dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Comme Bison est un actif de TC PipeLines, LP, dans laquelle nous détenons une participation de 25,5 %, la charge de dépréciation a eu une incidence de 140 millions de dollars, après les impôts et les participations sans contrôle, sur notre bénéfice net, mais elle a été exclue du résultat comparable. Nous continuons à explorer d'autres possibilités de transport relativement au gazoduc de Bison. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information.

Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, Tuscarora a mis la dernière main à son approche réglementaire en réponse aux mesures de la FERC de 2018, qui a eu pour effet de réduire ses tarifs avec recours. Dans le cadre du test de dépréciation annuel relatif au gazoduc de Tuscarora, nous avons évalué les produits futurs attendus de celui-ci ainsi que la variation d'autres hypothèses reliées au contexte commercial dans lequel il exerce ses activités. Ce faisant, nous avons tenu compte de l'issue d'un règlement de principe conclu avec les clients en janvier 2019. Par suite de ces décisions, nous avons déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa valeur comptable, y compris l'écart d'acquisition, et comptabilisé une charge de dépréciation de 59 millions de dollars US dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. Le solde de l'écart d'acquisition lié à Tuscarora au 31 décembre 2018 se situait à 23 millions de dollars US (82 millions de dollars US en 2017). Comme Tuscarora est un actif de TC PipeLines, LP, dans laquelle nous détenons une participation de 25,5 %, la charge de dépréciation a eu une incidence de 15 millions de dollars, après les impôts et les participations sans contrôle, sur notre bénéfice net, mais elle a été exclue du résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information.

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 la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Columbia Gas ¹	873	623	269
ANR	508	400	321
TC PipeLines, LP ^{2,3}	138	118	118
Midstream ¹	122	93	40
Columbia Gulf ¹	120	76	25
Great Lakes ^{3,4}	97	64	60
Autres gazoducs aux États-Unis ^{2,3,5}	68	80	71
Participations sans contrôle ⁶	415	359	365
BAIIA comparable	2 341	1 813	1 269
Amortissement	(511)	(453)	(322)
BAII comparable	1 830	1 360	947
Incidence du change	541	410	310
BAII comparable (en dollars CA)	2 371	1 770	1 257
Postes particuliers :			
Dépréciation des actifs de Bison ⁷	(722)	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora ⁷	(79)	—	—
Rachat des contrats liant Bison ⁷	130	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(10)	(63)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(4)
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	1 700	1 760	1 190

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 tiennent compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans GTN, Great Lakes, Iroquois, Northern Border, Bison, Portland, North Baja et Tuscarora, de même que des frais généraux et frais d'administration liés à TC PipeLines, LP. 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 Portland, et la participation résiduelle de 11,81 %, le 1^{er} juin 2017.

3 TC PipeLines, LP émettait périodiquement des titres de capitaux propres au cours du marché qui avaient pour effet de réduire notre participation dans TC PipeLines, LP. L'utilisation de ce programme a été interrompue en mars 2018. Notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % au 31 décembre 2018, comparativement à 25,7 % et à 26,8 % aux 31 décembre 2017 et 2016, respectivement.

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 comprennent les résultats de notre participation directe dans Crossroads, et dans Iroquois et Portland jusqu'au 1^{er} juin 2017, notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à nos gazoducs aux États-Unis.
- 6 Ces données représentent les résultats attribuables aux tronçons de TC PipeLines, LP, de Portland (jusqu'au 1^{er} juin 2017) et de Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») (jusqu'au 17 février 2017) qui ne nous appartiennent pas.
- 7 Ces montants ont été comptabilisés dans TC PipeLines, LP. Leur incidence avant les impôts s'établit pour nous à 25,5 %, déduction faite des participations sans contrôle.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a diminué de 60 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et avait augmenté de 570 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Le bénéfice sectoriel de 2018 comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars se rapportant à Tuscarora;
- des paiements de 130 millions de dollars au titre de la résiliation de deux contrats de transport conclus par Bison, qui ont été constatés dans les produits.

Les postes particuliers indiqués ci-dessus sont présentés avant les impôts et avant la réduction pour tenir compte de la participation sans contrôle de 74,5 % dans TC PipeLines, LP.

Le bénéfice sectoriel de 2017 comprenait des coûts de 10 millions de dollars avant les impôts se rapportant principalement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia. Le bénéfice sectoriel de 2016 comprenait également une perte de 4 millions de dollars avant les impôts liée à la conclusion de la convention de décembre 2015 visant la vente de TC Offshore, qui a eu lieu en mars 2016. Ces montants ont été exclus du calcul du BAII comparable et du résultat comparable.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis, ceux-ci comprenant les résultats de Columbia depuis le 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 2018 est supérieur de 528 millions de dollars US à celui de 2017. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- l'augmentation des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service, les ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes, l'amélioration des prix des produits de base et l'augmentation des volumes de débit inscrits par Midstream;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement des passifs réglementaires nets comptabilisés à la fin de 2017, en partie contrebalancée par une réduction de certains tarifs de Columbia Gas par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- le remboursement de 10 millions de dollars US versé par GTN à ses clients assujettis à des tarifs avec recours conformément au règlement de 2018 de GTN. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour en savoir plus à ce sujet.

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 sur un exercice complet des actifs de Columbia acquis en 2016;
- 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.

Amortissement

L'amortissement a augmenté de 58 millions de dollars US en 2018 comparativement à 2017, principalement en raison des nouveaux projets mis en service, et il avait augmenté de 131 millions de dollars US en 2017 comparativement à 2016, 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, qui peuvent être touchés par 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 2019 qu'en 2018 grâce, entre autres, à l'accroissement des produits après l'achèvement en 2018 et en 2019 des projets d'expansion des réseaux de Columbia Gas et de Columbia Gulf. Ces projets procureront 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 d'une plus grande part de la production de gaz naturel des régions isolées de Marcellus et d'Utica vers des zones de demande.

Nous continuons de chercher des occasions de miser sur ces développements et sur la croissance soutenue des marchés des utilisateurs finals du gaz naturel lorsque nous examinons 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.

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, notamment les exportateurs de GNL. Nous prévoyons que le résultat d'ANR en 2019 sera comparable à celui de 2018.

Nous ne prévoyons pas que les mesures de la FERC de 2018 auront une incidence significative sur les bénéfices et les flux de trésorerie que nous tirons des gazoducs aux États-Unis que nous détenons directement, notamment ceux d'ANR, de Columbia Gas et de Columbia Gulf. En effet, une part considérable de l'ensemble des produits d'exploitation de ces gazoducs sont dégagés en fonction de tarifs sans recours. Comme notre participation dans TC Pipelines, LP se chiffre à 25,5 %, l'effet limité des mesures de la FERC de 2018 sur notre investissement dans cette entreprise ne devrait pas être considérable sur nos bénéfices ou nos flux de trésorerie consolidés. Pour obtenir d'autres renseignements sur l'incidence des mesures de la FERC de 2018 et les documents déposés en réponse à la règle définitive, se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 ».

Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 4,4 milliards de dollars US en 2018 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons consacrer encore une somme d'environ 1,5 milliard de dollars US en 2019 essentiellement aux coûts d'achèvement des projets d'expansion de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux dépenses d'investissement de maintien d'ANR et de Columbia Gas, qui sont généralement recouvrables par le biais des droits futurs, et au programme de modernisation de Columbia Gas.

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 nationale de services publics d'électricité du Mexique. En tant qu'exploitant du gazoduc, nous sommes exposés à un risque en ce qui a trait aux coûts de construction et d'exploitation courants et assujettis à des pénalités, sauf en cas de force majeure.

Nos gazoducs au Mexique sont exploités selon des tarifs, des services et des droits approuvés à l'intention des autres utilisateurs éventuels du gazoduc. Tous les contrats conclus à l'égard de la construction et de l'exploitation des gazoducs au Mexique sont des contrats à taux fixes négociés à long terme prévoyant le recouvrement des coûts afférents à la prestation de services, un remboursement de capital et un rendement sur le capital investi.

FAITS MARQUANTS

Topolobampo

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

Sur de Texas

La construction de l'infrastructure extracôtière a été achevée en mai 2018 et le projet avance toujours en vue de sa mise en service prévue au début du deuxième trimestre de 2019. Une convention modifiée conclue avec la CFE reconnaît les événements de force majeure, et les versements de frais fixes de capacité ont commencé le 31 octobre 2018.

Tula et Villa de Reyes

La CFE a approuvé la reconnaissance des événements de force majeure pour ces deux gazoducs, y compris la continuation des paiements de frais fixes de capacité qui nous sont versés depuis le premier trimestre de 2018. La construction du projet Villa de Reyes est en cours et la mise en service du projet est prévue au deuxième semestre de 2019. Le début des travaux de construction du tronçon central du projet Tula a été reporté en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population autochtone. L'achèvement du projet est maintenant prévu à la fin de 2020. Nous avons négocié avec la CFE des contrats distincts en vue de la mise en service de certains tronçons des gazoducs Tula et Villa de Reyes dès que du gaz sera prêt à être transporté.

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 la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Topolobampo	172	157	81
Tamazunchale	127	112	105
Mazatlán	78	65	5
Guadalajara	71	68	67
Sur de Texas ¹	16	8	—
Autres	4	(11)	(8)
BAIIA comparable	468	399	250
Amortissement	(75)	(72)	(35)
BAII comparable	393	327	215
Incidence du change	117	99	72
BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	510	426	287

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 84 millions de dollars en 2018 comparativement à 2017 et de 139 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique est supérieur de 69 millions de dollars US en 2018 à celui de 2017, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'accroissement des produits d'exploitation faisant suite aux changements apportés au moment de leur constatation;
- les résultats supplémentaires attribuables à une hausse des tarifs accordés par la CRE;
- la dépréciation de 12 millions de dollars de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans TransGas en 2017, indiquée au poste Autres du tableau ci-dessus;
- 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 débiteurs sur le prêt intersociétés sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a été 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, qui sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Amortissement

L'amortissement de l'exercice 2018 a été semblable à celui de 2017. Il avait augmenté de 37 millions de dollars US en 2017 par rapport à 2016, ce qui s'expliquait principalement par le début de l'amortissement de Topolobampo et de Mazatlán.

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 gazoduc Sur de Texas.

Étant donné la nature à long terme des contrats sous-jacents à nos activités, les résultats restent sensiblement les mêmes d'un exercice à l'autre. Les résultats de 2019 devraient être supérieurs à ceux de 2018, en raison surtout de l'apport supplémentaire tiré du gazoduc Sur de Texas, dont la mise en service devrait avoir lieu au début du deuxième trimestre de 2019.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré des dépenses totalisant 0,6 milliard de dollars US en 2018 à nos gazoducs au Mexique et prévoyons d'investir environ 0,3 milliard de dollars US en 2019, somme qui sera consacrée principalement à l'achèvement des gazoducs Sur de Texas et Villa de Reyes.

GAZODUCS – RISQUES D’ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Voir la page 92 pour un complément d’information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d’autres risques d’exploitation et 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 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 l’intensification de 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.

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 pipelinères 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 de transport du gaz naturel par gazoducs. En outre, la persistance des prix peu élevés pour le gaz naturel 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 et d’autres instances gouvernementales, notamment des changements apportés à la 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 coûts de construction, les dates de mise en service, les produits prévus et 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 aboutir à une décision 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 et le long de la côte américaine du golfe du Mexique; elle transporte aussi du pétrole brut américain entre le principal carrefour pétrolier, soit celui de Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique.

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 pétrole brut par pipelines afin d'établir un réseau d'acheminement direct et ininterrompu depuis les régions productrices jusqu'au marché.
 - Nous maximisons la valeur de nos actifs d'exploitation existants et nous veillons à leur croissance interne.
 - Nous positionnons nos activités d'expansion des affaires pour repérer et saisir des occasions intéressantes de croissance interne et d'acquisitions.
 - Nous élargissons l'offre de services de transport à d'autres secteurs de la chaîne de valeur des liquides, notamment les services complémentaires comme le stockage à court et à long terme de liquides qui complètent notre infrastructure de transport par pipeline.
-

Points saillants des résultats

- Lancement de la construction du pipeline White Spruce.
- Obtention d'engagements de la part d'expéditeurs à l'égard de la totalité de la capacité du projet Keystone XL.
- Achèvement de la construction d'installations de stockage de pétrole brut supplémentaires d'une capacité de un million de barils au terminal de Cushing, en Oklahoma.

TransCanada Pipelines de liquides

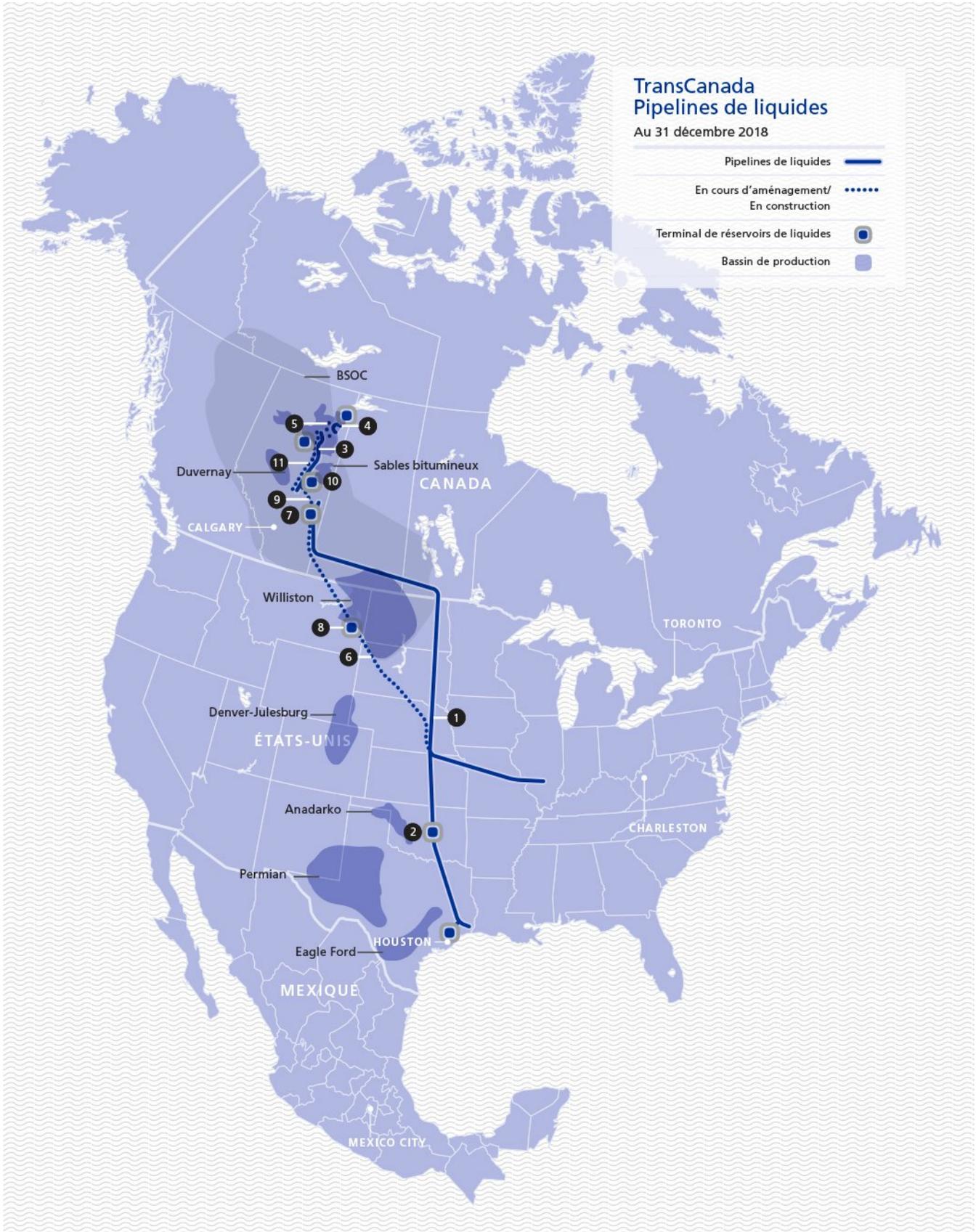
Au 31 décembre 2018

Pipelines de liquides

En cours d'aménagement/
En construction

Terminal de réservoirs de liquides

Bassin de production



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		Transport de pétrole brut depuis Cushing, en Oklahoma, jusque sur 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 de construction				
5	White Spruce	72 km (45 milles)	Transport de pétrole brut depuis les installations Horizon appartenant à Canadian Natural Resources Limited, dans le nord-est de l'Alberta, jusqu'au pipeline Grand Rapids.	100 %
En cours d'aménagement				
6	Keystone XL	1 947 km (1 210 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 %
7	Terminal de Keystone à Hardisty		Terminal pétrolier situé à Hardisty, en Alberta.	100 %
8	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 %
9	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 %
10	Terminaux de TC			
11	Grand Rapids, Phase II	460 km (286 milles)	Expansion de Grand Rapids, qui transportera du pétrole brut supplémentaire 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 %

LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES PIPELINES DE LIQUIDES

Notre secteur des pipelines de liquides comprend des pipelines de pétrole brut et d'autres produits. Nous transportons efficacement du pétrole brut tiré de grandes sources d'approvisionnement jusqu'à des marchés de raffinage qui en font divers produits pétroliers, ainsi que des diluants et divers produits de diesel dans le nord de l'Alberta; nous offrons de plus des services complémentaires comme le stockage à court et à long terme de liquides à des terminaux situés à des endroits clés afin de maximiser la valeur de nos actifs pipeliniers.

Nous vendons une capacité de transport par pipelines aux expéditeurs, capacité qui est généralement 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. Les modalités de service et les mensualités fixes sont définies dans les contrats négociés avec les expéditeurs; ces contrats prévoient le recouvrement des coûts engagés pour la construction, l'exploitation et l'entretien du réseau. La capacité pipelinrière non visée par des contrats est offerte sur le marché afin de favoriser la conclusion de nouveaux contrats établis mensuellement au comptant, ce qui représente des occasions de produire un résultat supplémentaire. Nous offrons à nos clients des services de stockage à terme de liquides aux terminaux 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.

Le réseau d'oléoducs Keystone, constituant notre principal actif pipelinier, transporte 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 et assure une part importante de la capacité de transport totale actuelle de pétrole brut américain entre Cushing, en Oklahoma, et la côte américaine du golfe du Mexique. Les pipelines Grand Rapids et Northern Courier, deux oléoducs de transport de liquides en Alberta, procurent aux producteurs des services de transport de pétrole brut, de diluants et de diesel dans le nord de l'Alberta.

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 la gestion du pétrole brut passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. TransCanada Liquids Marketing détient des droits contractuels sur les pipelines de TransCanada et s'affaira à conclure des contrats visant la capacité selon les besoins de tiers détenant eux-mêmes des pipelines et des réservoirs aux terminaux.

Contexte commercial

La demande mondiale de pétrole brut continue de croître malgré la transition progressive vers une utilisation plus efficace des combustibles et les technologies énergétiques plus propres. Cette croissance s'explique essentiellement par la demande grandissante de l'Asie et par l'augmentation de la population mondiale, dont on prévoit qu'elle augmentera de plus de 11 % d'ici 2030. La demande mondiale de pétrole brut devrait passer de 82 millions de b/j en 2017 à 91 millions de b/j en 2030, sous l'effet principalement des secteurs du transport et de l'industrie. Il faudra une capacité de production de pétrole brute supplémentaire considérable pour répondre à cette augmentation prévue d'environ 9,0 millions de b/j de la demande, sans compter que la production doit aussi remplacer les taux de déclin annuel mondiaux, qui se chiffrent à quelque 27 millions de b/j de pétrole brut d'ici 2030.

Pour faire face à la demande combinée supplémentaire de 36 millions de b/j d'ici 2030, il faudra que les prix du brut soient suffisamment solides pour appuyer les investissements constants. L'offre mondiale de pétrole brut appelée à répondre à cette demande vient en grande partie de pays où les réserves de brut sont abondantes, à savoir, principalement, ceux d'Amérique du Nord et du Moyen-Orient. Les prix du brut se sont raffermis depuis la surabondance de l'offre mondiale qui s'observait en 2014, car les efforts de gestion de l'offre déployés essentiellement par l'OPEP et la croissance mondiale de la demande se sont conjugués pour stabiliser les prix et soutenir suffisamment les investissements dans les infrastructures.

Perspective de l'offre et de la demande

Canada

Avec quelque 164 milliards de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et les sables bitumineux de l'Alberta en 2017, le Canada se classe au troisième rang pour ce qui est de l'ampleur de ses réserves de pétrole brut. La production totale de pétrole brut du BSOC en 2018 s'est chiffrée à environ 4,5 millions de b/j et devrait augmenter pour atteindre 5,7 millions de b/j d'ici 2030, pourvu que soient résolues les contraintes limitant actuellement la capacité de transport pipelinier hors de l'Alberta. La production tirée des sables bitumineux constitue la majeure partie de l'offre de brut de l'Ouest canadien, puisqu'elle représente environ 3,3 millions de b/j; c'est une source d'approvisionnement favorable en raison de sa stabilité et de la durée de vie étendue des réserves.

La proximité du Canada avec les États-Unis, le plus grand consommateur de pétrole brut du monde (18 millions de b/j), et la production considérable de brut lourd au Canada revêtent une importance stratégique pour le secteur américain du raffinage. Les marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique dépendent largement des importations de brut lourd, qui se chiffrent à environ 5,0 millions de b/j. À l'heure actuelle, le Canada est le plus grand exportateur de pétrole brut aux États-Unis (environ 3,4 millions de b/j). La demande de pétrole brut lourd aux États-Unis est persistante et devrait le rester dans un avenir prévisible. Alors que le Canada, le Venezuela et le Mexique sont les principaux fournisseurs de brut lourd aux États-Unis, la production diminue au Venezuela et au Mexique.

Ensemble, les raffineurs du Midwest américain possèdent une capacité de raffinage d'environ 3,8 millions de b/j et requièrent environ 1,8 million de b/j de pétrole brut lourd pour alimenter leurs raffineries. La côte américaine du golfe du Mexique représente le centre de raffinage régional le plus gros du monde; sa capacité totalise 9,7 millions de b/j, soit plus de la moitié de la capacité de raffinage totale des États-Unis. Elle a importé 3,1 millions de b/j de pétrole brut en 2018 pour répondre à la demande, dont 2,1 millions de b/j de brut lourd. Nombre de raffineurs du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique traitent une grande variété de types de brut, notamment des volumes considérables de brut lourd. Cette souplesse, l'accès à un approvisionnement abondant de gaz naturel à faible coût, la proximité de l'offre de pétrole brut léger et lourd et l'accès facile aux marchés sont autant de facteurs qui ont permis aux raffineries de ces régions d'être les plus rentables du monde.

États-Unis

Les États-Unis sont devenus l'un des plus gros producteurs de pétrole brut du monde : la production américaine a dépassé 11 millions de b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui s'explique par l'importante croissance de la production de pétrole léger de réservoirs étanches. La plus grande partie de la production de pétrole brut américain sur le continent provient des zones de production suivantes : Williston, Eagle Ford, Niobrara et le bassin permien. Le bassin permien est la région la plus importante, puisqu'elle compte pour environ 40 % de la production totale de brut aux États-Unis et est appelée à augmenter de 3,0 millions de b/j d'ici 2030.

Étant donné que la capacité de traitement de pétrole léger actuelle est entièrement utilisée aux États-Unis, le pays exporte la plus grande partie de son pétrole brut léger, ce qui représente actuellement plus de 2,0 millions de b/j. D'ici 2030, les États-Unis devraient exporter quelque 3,0 millions de b/j de pétrole brut.

Priorités stratégiques

Sur le plan stratégique, nous visons essentiellement à fournir des solutions de transport pour relier les régions d'Amérique du Nord où la production est croissante aux principaux carrefours et centres de la demande. Nos réseaux d'oléoducs de l'Alberta et de Keystone formeront une suite ininterrompue de pipelines allant de l'Alberta jusqu'au Midwest américain et à la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui positionne stratégiquement TransCanada pour offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole lourd albertain et de pétrole léger américain de réservoirs étanches.

Nous restons déterminés :

- à agrandir et à exploiter au mieux nos infrastructures actuelles;
- à protéger et à optimiser la valeur de nos actifs actuels;
- à élargir nos services de transport et à les offrir dans des territoires adjacents à ceux où nous sommes déjà présents;
- à saisir et à exploiter les nouvelles occasions d'expansion.

Nous continuons de collaborer avec nos clients de longue date et nos nouveaux clients, à qui nous offrons des services de transport pipelinier et des services aux terminaux. L'emplacement et l'envergure de nos actifs, en se combinant, nous aident à attirer de nouveaux volumes et à prendre de l'expansion.

En 2019, nous nous consacrerons notamment à l'avancement de la construction de Keystone XL, qui fera plus que doubler la capacité du réseau d'oléoducs Keystone et améliorera l'accès à une capacité de raffinage de plus de 4,3 millions de b/j à Houston et à Port Arthur, au Texas. L'élargissement de notre capacité pipelinrière pour englober ces importants marchés devrait augmenter les volumes transportés sur de courtes et de longues distances.

En Alberta, nous continuons de développer et de faire croître notre entreprise provinciale de pipelines de liquides. Le pipeline White Spruce, lorsqu'il sera achevé, acheminera vers Grand Rapids le pétrole brut des installations Horizon de Canadian Natural Resources Limited et étendra notre empreinte dans la région. Lorsque des garanties commerciales supplémentaires seront obtenues, les projets de pipeline Heartland, du terminal de Heartland et du terminal Hardisty, qui ont tous obtenu l'approbation des organismes de réglementation, permettront aux expéditeurs de se relier de manière ininterrompue entre la zone de production de Fort McMurray et le marché.

Devant la croissance accélérée de la production de pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis et le fait que la demande de pétrole léger est entièrement satisfaite en Amérique du Nord, nous évaluerons les possibilités d'expansion de nos services de transport et d'élargissement de notre plateforme de pipelines pour y inclure des terminaux possédant des capacités de stockage et d'exportation maritime. Nous veillerons également à exploiter au mieux nos actifs actuels et à aménager des projets pour atteindre les régions où la croissance émerge, comme celles de Williston, de Niobrara et du bassin permien.

Nous sommes d'avis que 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 et réagir aux mouvements de l'offre et de la demande. Nos activités actuelles et nos projets d'aménagement sont visés par des contrats à long terme aux termes desquels nous avons convenu de fournir la capacité pipelinière à nos clients en contrepartie de paiements mensuels fixes, qui ne varient pas en fonction du débit de production ou des prix des produits de base. La nature cyclique des prix des produits de base peut cependant jouer sur le rythme de l'expansion des activités de nos clients expéditeurs. 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 pipelinières.

Nous surveillons 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.

FAITS MARQUANTS

Réseau d'oléoducs Keystone

En 2018, nous avons clôturé avec succès les invitations à soumissionner visant l'oléoduc Marketlink ayant servi à conclure des contrats supplémentaires à l'appui de celui-ci.

Nous poursuivons l'expansion de nos terminaux, qui font partie intégrante de nos activités, en nous affairant à l'achèvement d'installations de stockage supplémentaire de un million de barils à Cushing, en Oklahoma, en 2018.

Keystone XL

Nous avons obtenu du soutien commercial relativement à la totalité de la capacité du projet Keystone XL, et certains travaux préalables à la construction sont commencés.

En novembre 2017, la PSC du Nebraska a approuvé un tracé pour le projet Keystone XL à travers l'État. La Cour suprême du Nebraska a accepté d'entendre l'appel concernant l'approbation, par la PSC du Nebraska, du tracé du réseau, au sujet duquel les plaidoiries ont été entendues en novembre 2018. Nous nous attendons à ce que la Cour suprême du Nebraska, l'arbitre final, rende sa décision au premier trimestre de 2019.

Le permis présidentiel concernant Keystone XL (le « permis présidentiel »), délivré en 2017, a été contesté dans le cadre de deux poursuites distinctes intentées au Montana. Collectivement avec le Département de la justice des États-Unis, nous avons participé activement à ces poursuites pour défendre tant la délivrance du permis que les évaluations environnementales exhaustives à l'appui des démarches du président américain. Les plaidoiries portant sur le bien-fondé de ces poursuites ont été entendues au deuxième trimestre de 2018.

Au troisième trimestre de 2018, la Cour de district du Montana a rendu une ordonnance partielle exigeant que le Département de la justice et le Département d'État (ensemble, les « défenseurs fédéraux ») préparent un énoncé supplémentaire de l'impact environnemental pour compléter l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental de 2014.

Au quatrième trimestre de 2018, le juge de la Cour de district du Montana a déclaré non valide le permis présidentiel et a frappé le projet Keystone XL d'une injonction partielle. Nous avons déposé une demande auprès de la Cour de district des États-Unis pour obtenir un sursis quant aux diverses décisions relatives à la délivrance du permis présidentiel et aux vastes évaluations environnementales menées à l'appui de ce permis. La demande de sursis a été entendue le 14 janvier 2019, et nous attendons une décision. Nous avons l'intention de demander un sursis à l'égard de ces décisions auprès de la Cour d'appel du Neuvième District. Nous prévoyions de commencer la construction du projet Keystone XL en 2019, mais nos plans dépendront du calendrier et de l'issue de notre appel et de la procédure de sursis.

En septembre 2018, deux communautés autochtones des États-Unis ont intenté une poursuite au Montana pour contester le permis présidentiel. Nous avons obtenu le statut d'intervenant dans ces poursuites. Les dates ont été fixées pour les exposés, mais aucun autre développement n'a encore eu lieu.

La Public Utilities Commission (« PUC ») du Dakota du Sud a délivré le permis relatif au projet Keystone XL en juin 2010 et l'a certifié en janvier 2016. Un appel de cette certification a été rejeté en juin 2017, et cette décision a ensuite été contestée devant la Cour suprême du Dakota du Sud. En juin 2018, la Cour suprême a rejeté l'appel contestant la certification du permis concernant le projet Keystone XL, indiquant que le tribunal inférieur n'avait pas la compétence nécessaire pour entendre l'affaire. Cette décision est finale puisque l'arrêt de la Cour suprême ne peut être porté en appel.

White Spruce

En février 2018, l'AER a délivré le permis de construction, 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. Les travaux de construction ont commencé et la mise en service est prévue au deuxième trimestre de 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 la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Réseau d'oléoducs Keystone	1 443	1 283	1 155
Pipelines en Alberta	160	33	—
Commercialisation des liquides et autres	246	32	(3)
BAIIA comparable	1 849	1 348	1 152
Amortissement	(341)	(309)	(292)
BAII comparable	1 508	1 039	860
Postes particuliers :			
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	(1 256)	—
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	(34)	(52)
Activités de gestion des risques	71	—	(2)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	1 579	(251)	806
BAII comparable libellé comme suit :			
Dollars CA	370	255	223
Dollars US	876	604	482
Incidence du change	262	180	155
BAII comparable	1 508	1 039	860

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 1 830 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017; il avait diminué de 1 057 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. La perte sectorielle de 2017 comprenait les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars avant les impôts relativement au pipeline Énergie Est et à des projets connexes;
- 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 avaient été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet.

Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) comprend également des gains et des pertes 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 reliquat du bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides, déduction faite des postes particuliers susmentionnés, équivaut au BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a été supérieur de 501 millions de dollars en 2018 à celui de 2017. La hausse est principalement attribuable à l'incidence des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport supplémentaire des nouveaux pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires du fait de la capitalisation des dépenses consacrées à Keystone XL en 2018.

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 du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- l'apport des nouveaux pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- l'intensification des activités d'expansion des affaires, dont la progression du projet Keystone XL à l'égard duquel les coûts ont été passés en charges;

- l'affaiblissement du dollar américain, qui a eu une incidence négative sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Amortissement

L'amortissement de 2018 a été supérieur de 32 millions de dollars à celui de 2017, principalement en raison de la mise en service de nouvelles installations. 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.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2019 devrait être semblable au résultat de 2018, en raison principalement des importants contrats d'achat ferme et de la forte demande persistante à l'égard de la capacité de nos actifs. Nos activités de marketing des liquides nous permettront de maintenir l'utilisation de la capacité des actifs de TransCanada au même niveau, en 2019, qu'en 2018 et devraient donc dégager des résultats semblables en 2019.

Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées à l'égard de nos pipelines de liquides ont totalisé 0,6 milliard de dollars en 2018, et nous comptons y affecter environ 0,6 milliard de dollars en 2019, somme que nous consacrerons principalement à l'avancement de Keystone XL et à la construction du pipeline White Spruce. Une partie des dépenses de 2019 visant l'avancement de Keystone XL sont recouvrables, dans certaines circonstances, auprès des expéditeurs.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Voir la page 92 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TransCanada est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation et financiers.

Construction et exploitation

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

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

Réglementation

Les décisions rendues par les organismes de réglementation du Canada et des États-Unis peuvent avoir une incidence considérable sur l'approbation, la construction, l'exploitation et la performance commerciale et financière de nos pipelines de liquides. L'opinion publique sur la mise en valeur et la production de pétrole, en particulier au vu des préoccupations qui entourent les changements climatiques, 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 pipelinrière

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 persistant 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 diluants 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 diluants 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 la gestion de pétrole brut passant généralement par l'achat et la vente de volumes physiques. L'évolution des conditions de marché pourrait avoir une incidence négative sur la valeur de ces contrats de location de capacité sous-jacents. 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 d'entreprise ».

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 actuellement, au total, une capacité de production d'électricité d'environ 6 600 MW. Ils sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et en Arizona et sont alimentés au gaz naturel et à l'énergie nucléaire. 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 d'actifs de production d'énergie par l'entremise d'opérations sûres et optimales.
- Nous comptons concrétiser méthodiquement notre programme d'investissement.
- Nous voulons poursuivre la croissance de nos infrastructures de production d'électricité vendue en vertu de contrats en ciblant principalement nos principaux marchés, soit l'Alberta et l'Ontario.

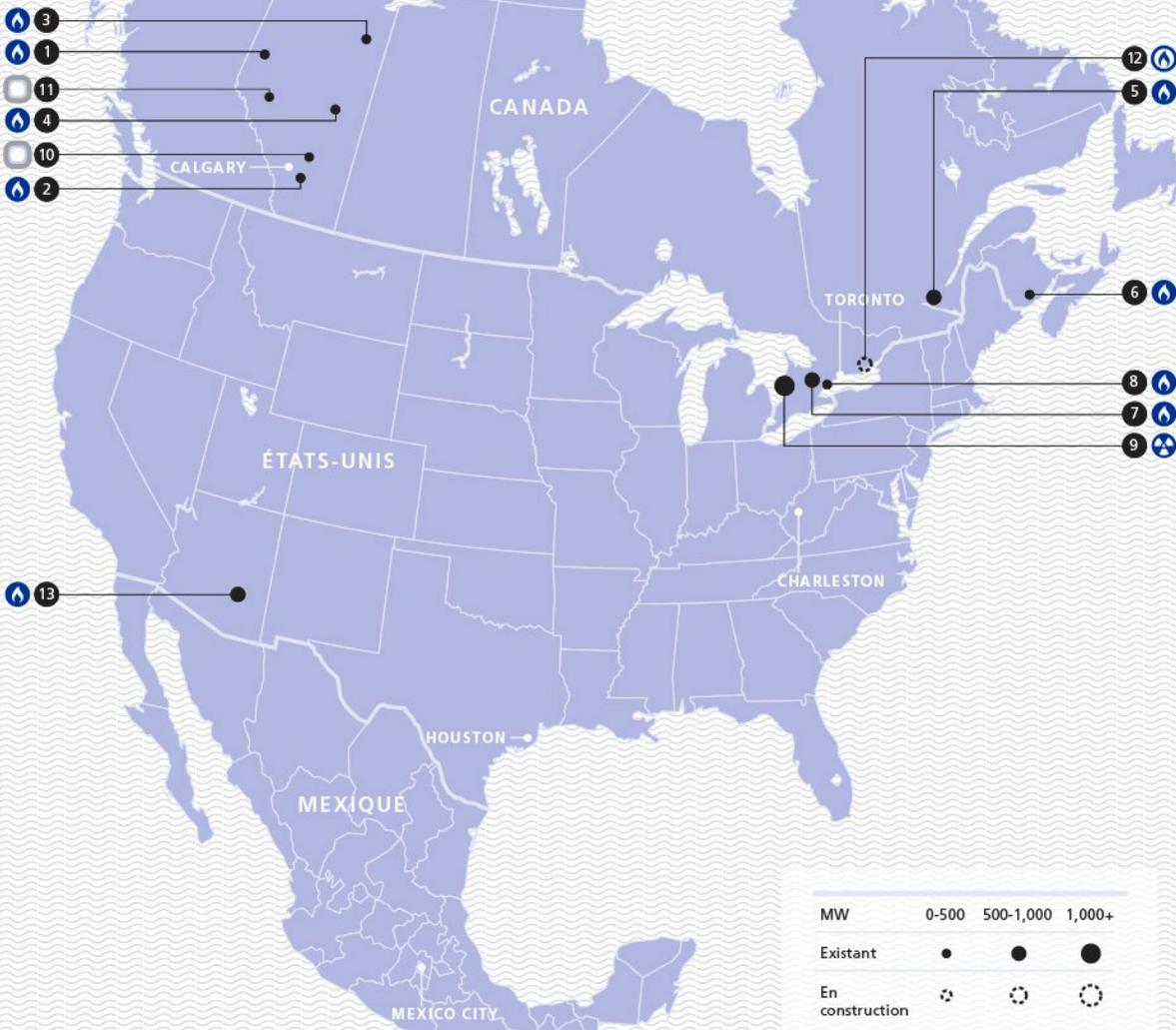
Points saillants des résultats

- Avancement du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, la vérification par la SIERE de l'estimation définitive du coût et de l'échéancier du remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 étant terminée; l'arrêt d'exploitation pour le RCP du réacteur 6 est prévu pour le début de 2020.
- Réalisation de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne.
- Conclusion d'une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge pour environ 465 millions de dollars US.
- Monétisation des contrats d'électricité au détail du nord-est des États-Unis dans le cadre de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région.
- Quasi-achèvement de la construction de la centrale alimentée au gaz naturel située à Napanee, dont la mise en service devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2019.

TransCanada Énergie

Au 31 décembre 2018

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



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

Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation	
Installations de production énergétique Capacité de production de 6 615 MW (y compris les installations en cours de construction et l'actif destiné à la vente)				
Installations énergétiques de l'Ouest Capacité de production de 1 023 MW en Alberta et en Arizona (y compris l'actif destiné à la vente)				
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	Mackay River	207 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Fort McMurray, en Alberta.	100 %
4	Redwater	46 gaz naturel	Centrale de cogénération située à Redwater, en Alberta.	100 %
Installations énergétiques de l'Est Capacité de production de 2 498 MW (y compris les installations en cours de construction)				
5	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 %
6	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 %
7	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 %
8	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 3 094 MW				
9	Bruce Power	3 094 ¹ énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les huit réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,3 %
Installations de stockage de gaz naturel non réglementées Capacité de stockage de 118 Gpi ³				
10	Crossfield	68 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
11	Edson	50 Gpi ³	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
En cours de construction				
12	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 deuxième trimestre de 2019.	100 %
Actif destiné à la vente				
13	Centrale de 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 %

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 de production énergétique;
- le stockage de gaz naturel (au Canada, non réglementé).

Installations de production énergétique

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. Bien que nous ayons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, les résultats de cette dernière resteront inclus dans le BAIIA comparable jusqu'à ce que la vente ait été menée à bien.

L'exécution disciplinée de la stratégie d'exploitation est essentielle à la maximisation des produits de nos centrales de cogénération dans l'Ouest canadien. L'exploitation optimale de la centrale de Coolidge est également essentielle au résultat tiré de celle-ci, les produits y étant fonction de la capacité disponible et du rendement.

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 2 500 MW dans l'est du Canada, exclusion faite de Bruce Power. Toute l'électricité produite par les actifs des installations énergétiques de l'Est 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.

La SIERE a entrepris de réformer le marché de gros de l'électricité de l'Ontario afin d'en améliorer l'efficacité et d'instaurer un marché susceptible d'accroître la capacité, son objectif étant d'obtenir les premiers engagements en 2024. Le nouveau marché visant l'accroissement de la capacité devrait inciter les exploitants dont les installations de production arrivent en fin de contrat à rester sur le marché et à fournir une capacité de production supplémentaire de façon à respecter les besoins de suffisance de la province. Nous continuons de surveiller les développements de cette réforme du marché ontarien et de participer aux processus de mobilisation du secteur afin d'en cerner les répercussions sur nos actifs en Ontario et les éventuelles occasions de croissance.

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 installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. Nous détenons une participation de 48,3 % 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. 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.

Aux termes d'une entente à long terme conclue avec la SIERE, Bruce Power a entrepris une série d'investissements en vue de prolonger la durée de vie utile de ses installations jusqu'en 2064. Cette 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 aux programmes de remise à neuf à long terme. Les investissements dans le programme de gestion d'actifs doivent 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. Le programme de RCP comprend des travaux visant le remplacement de composantes clés limitant la durée de vie des réacteurs. Le programme de gestion d'actifs comprend pour sa part la remise à neuf ou le remplacement ponctuels des systèmes, structures ou composantes qui n'entrent pas dans le champ d'intervention du programme de RCP.

Le programme de RCP du réacteur 6 a été vérifié par la SIERE; la mise à l'arrêt devrait se faire au début de 2020, la fin des travaux étant prévue pour la fin de 2023. Les investissements dans le programme de RCP des cinq autres réacteurs devraient se poursuivre jusqu'en 2033. Les investissements futurs dans le remplacement de composantes principales feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

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 demande une réduction de 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.

Le prix contractuel peut 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 RCP. 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 de coûts opérationnelles réalisées lorsque le rendement est supérieur au rendement prévu. Les efficacités en question font l'objet d'un examen tous les trois ans et sont versées mensuellement sur la période de trois ans subséquente. Pour la période allant de 2016 à 2018, la somme totale qui devra être versée à la SIERE se chiffre à environ 200 millions de dollars. Notre quote-part de 48,3 % se chiffre à environ 100 millions de dollars.

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 nos activités de transport et de stockage de gaz naturel 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. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

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 de production énergétique

Cartier Énergie éolienne

En octobre 2018, nous avons réalisé la vente, à Innergex Renewable Energy Inc., de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut d'environ 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture, qui a donné lieu à un gain de 170 millions de dollars (143 millions de dollars après les impôts).

Centrale de Coolidge

Le 14 décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC, pour la somme d'environ 465 millions de dollars US, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. Salt River Project Agriculture Improvement and Power District, la contrepartie à la CAE, a exercé en janvier 2019 son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers. La vente donnera lieu à un gain estimatif de 65 millions de dollars approximativement (50 millions de dollars après les impôts), qui sera comptabilisé à la clôture de la transaction de vente, qui devrait avoir lieu au milieu de 2019.

Bruce Power – Allongement du cycle de vie

En septembre 2018, Bruce Power a soumis à la SIERE son estimation définitive du coût et de l'échéancier (base d'estimation) du programme de RCP du réacteur 6. La SIERE a vérifié la base d'estimation, et le programme de RCP du réacteur 6 devrait commencer au début de 2020, les travaux devant se terminer vers la fin de 2023.

Nos estimations du coût des projets inclus dans notre programme d'investissement afin de rendre compte de nos investissements prévus d'environ 2,2 milliards de dollars (en dollars non indexés) dans le programme de RCP du réacteur 6 et le programme de gestion d'actifs de Bruce Power jusqu'en 2023 ainsi que d'environ 6,0 milliards de dollars (en dollars de 2018) dans le programme de RCP des cinq autres réacteurs et le reste du programme de gestion d'actifs après 2023. Les investissements futurs dans le RCP feront l'objet de décisions distinctes pour chaque réacteur, avec des portes de sortie prédéterminées pour Bruce Power et la SIERE.

Le prix contractuel actuel d'environ 68 \$ le MWh pour Bruce Power devrait augmenter pour se chiffrer à environ 75 \$ à compter du 1^{er} avril 2019, pour tenir compte du capital qui sera investi dans le cadre du programme de RCP du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs, ainsi que des ajustements normaux liés à l'inflation annuelle.

Réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre en Ontario

Le gouvernement de l'Ontario a annulé le programme provincial de plafonnement et d'échange en date du 3 juillet 2018. La réglementation concernée, promulguée le 1^{er} juillet 2016, imposait pour l'ensemble de la province une limite aux émissions de gaz à effet de serre annuelles à compter du 1^{er} janvier 2017 et créait un marché pour administrer l'achat et l'échange des quotas d'émissions. L'annulation de cette réglementation n'a pas eu d'incidence importante sur notre secteur de l'énergie.

En juin 2018, le gouvernement du Canada a promulgué la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*, qui impose aux centrales d'électricité alimentées au gaz naturel certaines redevances établies en fonction des émissions annuelles. Pour les installations dont les émissions annuelles sont supérieures à 50 000 tonnes d'équivalent CO₂, un système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») sera en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2019. Nos installations d'électricité ontariennes fonctionnant au gaz naturel seront assujetties à ce STFR. À l'heure actuelle, nous ne prévoyons pas que celui-ci aura une incidence importante sur le rendement financier de nos centrales d'électricité alimentées au gaz naturel en Ontario.

Napanee

La construction de notre centrale alimentée au gaz naturel d'une capacité de 900 MW est pratiquement achevée, et les activités de mise en service se poursuivent dans l'enceinte de la centrale Lennox de l'OEO, dans le Grand Napanee, dans l'est de l'Ontario. Nous prévoyons que notre investissement total dans la centrale de Napanee s'élèvera à environ 1,7 milliard de dollars, et son exploitation commerciale devrait commencer au deuxième trimestre de 2019.

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

En mars 2018, dans le cadre de la réduction progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est États-Unis qui se poursuit, nous avons conclu la vente de nos contrats d'électricité de détail aux États-Unis pour un produit d'environ 23 millions de dollars US et comptabilisé un bénéfice de 10 millions de dollars US (7 millions de dollars US après les impôts).

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 la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	2018	2017	2016
Installations énergétiques de l'Ouest et installations énergétiques de l'Est ^{1,2}	428	444	423
Bruce Power ²	311	434	293
Installations énergétiques aux États-Unis (en dollars US) ³	—	100	394
Incidence du change sur les installations énergétiques aux États-Unis	—	30	128
Stockage de gaz naturel et autres	27	55	58
Expansion des affaires ⁴	(14)	(33)	(15)
BAIIA comparable	752	1 030	1 281
Amortissement	(119)	(151)	(302)
BAII comparable	633	879	979
Postes particuliers :			
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	170	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	(5)	—	—
Gain net (perte nette) sur les ventes d'actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	484	(844)
Gain sur 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)
Activités de gestion des risques	(19)	62	125
Bénéfice (perte) sectoriel(le)	779	1 552	(1 157)

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

4 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 diminué de 773 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et avait augmenté de 2 709 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Il comprend les postes particuliers suivants :

- en 2018, un gain de 170 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- en 2018, une perte nette de 5 millions de dollars avant les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, compte tenu d'un gain comptabilisé au premier trimestre sur la vente de nos contrats de vente au détail. Ces résultats ont été exclus du résultat comparable du secteur de l'énergie en 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats devrait s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de 2020. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information;
- en 2017, un gain net de 484 millions de dollars avant les impôts (perte de 844 millions de dollars en 2016) se rapportant à la monétisation de nos actifs de production 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);
- 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;
- une dépréciation de 1 085 millions de dollars avant les impôts 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;
- 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, indiqués dans le tableau qui suit :

Activités de gestion des risques (en millions de dollars, avant les impôts)	2018	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	3	11	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	(19)	62	125

En 2018, le BAIIA comparable du secteur de l'énergie a été inférieur de 278 millions de dollars à celui de 2017; cette baisse est imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis, imputable surtout à la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017;
- la diminution du résultat de Bruce Power, imputable principalement à la baisse des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et aux résultats moins favorables des activités de passation de contrats. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la réduction du résultat des activités de stockage de gaz naturel causée par les contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain du gaz naturel, qui ont limité notre capacité à accéder à nos installations de stockage, et par le resserrement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés qui en a découlé;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est par suite de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017 et de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018, en partie compensée par la hausse des marges réalisées par les installations énergétiques de l'Ouest sur des volumes d'électricité accrus.

Le BAIIA comparable du secteur de l'énergie avait diminué de 251 millions de dollars en 2017 par rapport à 2016. Cette baisse était imputable à l'incidence nette des éléments suivants :

- le résultat inférieur des installations énergétiques aux États-Unis imputable principalement à la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et à la réduction progressive des contrats 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 et des installations énergétiques de l'Est attribuable essentiellement à la résiliation des CAE en Alberta.

Amortissement

L'amortissement a diminué de 32 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017 et de la cessation de l'amortissement de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente au 30 juin 2018. En 2017, l'amortissement avait été inférieur de 151 millions de dollars à celui de 2016, car l'amortissement de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis avait cessé en novembre 2016 lorsque ces actifs ont été classés dans les actifs destinés à la vente après la résiliation des CAE en Alberta en mars 2016.

Résultats de Bruce Power

Les résultats tiennent compte de notre participation proportionnelle. 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)	2018	2017	2016
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits ¹	1 526	1 626	1 491
Charges d'exploitation	(852)	(846)	(870)
Amortissement et autres	(363)	(346)	(328)
BAIIA comparable et BAII comparable²	311	434	293
Bruce Power – données complémentaires			
Capacité disponible des centrales ³	87 %	90 %	83 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	280	221	415
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	92	49	76
Volumes des ventes (en GWh) ²	23 486	24 368	22 178
Prix de vente réalisés par MWh ⁴	67 \$	67 \$	68 \$

1 Déduction faite des montants comptabilisés pour refléter les efficacités opérationnelles partagées avec la SIERE.

2 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,3 % dans Bruce Power (48,4 % en 2017; 48,5 % en 2016). Les volumes des ventes incluent la production réputée.

3 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.

4 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.

La capacité disponible s'est chiffrée à 87 % en 2018, car des travaux d'entretien prévus ont été réalisés aux réacteurs 1, 4 et 8 et ont été entrepris au réacteur 3 au quatrième trimestre de 2018. Ces travaux devraient être terminés au premier trimestre de 2019.

La capacité disponible s'était chiffrée à 90 % en 2017, et des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés aux réacteurs 3, 5 et 6. Elle s'était chiffrée à 83 % en 2016, et des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés à six des huit réacteurs.

PERSPECTIVES

Résultat

Le résultat comparable du secteur de l'énergie de 2019 devrait être supérieur à celui de 2018, essentiellement grâce à l'apport supérieur de Bruce Power et au résultat supplémentaire qui découlera de l'achèvement de la centrale électrique de Napanee, en Ontario. La hausse du résultat comparable sera en partie annulée par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne réalisée en 2018 et par la vente de notre centrale de Coolidge, prévue pour 2019. Les résultats de notre entreprise de stockage de gaz naturel devraient diminuer, en raison principalement des contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain du gaz naturel, qui limitent l'accès à nos installations de stockage.

Notre quote-part du résultat de Bruce Power pour 2019 devrait être supérieure, principalement grâce à une augmentation des prix contractuels qui reflétera les capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs, de même que sous l'effet d'ajustements au titre de l'inflation annuelle normale. Des travaux d'entretien prévus devraient avoir lieu aux réacteurs 2, 3 et 7 de Bruce au premier semestre de 2019 et au réacteur 5 au second semestre de 2019.

Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2019 devrait se situer dans le haut de la fourchette des 80 %, soit à un niveau comparable à celui de 2018.

Dépenses d'investissement

Nous avons consacré un total de 0,7 milliard de dollars à nos actifs du secteur de l'énergie en 2018, principalement pour poursuivre la construction de la centrale de Napanee, et nous prévoyons engager environ 0,1 milliard de dollars à ce titre en 2019.

En 2018, nous avons investi 0,5 milliard de dollars pour notre quote-part du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power et de divers projets d'investissement de maintenance, et nous prévoyons d'investir environ 0,5 milliard de dollars en 2019.

RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur de l'énergie. Voir la page 92 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels la société est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques d'exploitation 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, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme. 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. En outre, les activités peuvent être touchées par des restrictions sur les gazoducs en Alberta, qui limitent notre capacité à profiter des écarts de prix.

Construction et capacité disponible des centrales

La construction et l'exploitation de nos centrales de manière à offrir des services de façon sécuritaire et fiable de même que l'optimisation et le maintien de leur capacité disponible 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 de la météo 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.

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 Alberta et en Ontario ainsi qu'à l'aménagement de nouvelles centrales électriques. Pour rester concurrentiels, nous devons aussi respecter le budget et le calendrier de nos principaux projets d'investissement.

Siège social

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAll comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec la perte sectorielle (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable). Consulter la page 7 pour obtenir un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR que nous utilisons.

exercices clos les 31 décembre	2018	2017	2016
(en millions de dollars)			
BAIIA et BAll comparables	(59)	(21)	18
Postes particuliers :			
Gain de change – prêt intersociétés ¹	5	63	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	(81)	(116)
Coûts de restructuration	—	—	(22)
Perte sectorielle	(54)	(39)	(120)

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 2018 a été supérieure de 15 millions de dollars à celle de 2017, laquelle avait été inférieure de 81 millions de dollars à celle de 2016.

En 2018 et en 2017, la perte sectorielle du siège social comprenait des gains de change de 5 millions de dollars et de 63 millions de dollars, respectivement, 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 2017 et de 2016 comprenait des coûts d'intégration et d'acquisition de 81 millions de dollars et de 116 millions de dollars, respectivement, liés à l'acquisition de Columbia. Celle de 2016 comprenait aussi des coûts de restructuration de 22 millions de dollars. Ces sommes ont été exclues du calcul du BAIIA et du BAll comparables.

Le BAIIA comparable de 2018 a été inférieur de 38 millions de dollars à celui de 2017, lequel avait été inférieur de 39 millions de dollars à celui de 2016, principalement à cause de l'accroissement des frais généraux et frais d'administration.

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 existantes. En raison de cette initiative, nous avons engagé des coûts de restructuration et comptabilisé une provision pour les indemnités de cessation d'emploi prévues pour les exercices à venir, de même que pour les pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location.

Au total, au 31 décembre 2018, nous avons engagé relativement à cette transformation des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 60 millions de dollars pour les obligations locatives, déduction faite de coûts de 157 millions de dollars recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Nous avons comptabilisé des provisions supplémentaires en 2018 pour refléter l'évolution des pertes futures attendues en vertu des engagements aux termes de contrats de location. Le solde de la provision pour obligations locatives au 31 décembre 2018 devrait être entièrement réalisé d'ici 2027.

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 2016	36	63	99
Coûts de restructuration ¹	—	6	6
Charge de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(27)	(17)	(44)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2017	9	53	62
Coûts de restructuration ¹	—	42	42
Charge de désactualisation	—	1	1
Paiements en trésorerie	(9)	(15)	(24)
Passif lié à la restructuration au 31 décembre 2018	—	81	81

¹ Au 31 décembre 2018, nous avons ainsi comptabilisé une somme supplémentaire de 21 millions de dollars au poste Coûts d'exploitation des centrales et autres à l'état consolidé des résultats, et une somme de 21 millions de dollars au poste Actifs réglementaires au bilan consolidé relativement à des coûts qui devraient être recouverts par le truchement des structures réglementaires et tarifaires lors de périodes futures (3 millions de dollars et 3 millions de dollars, respectivement, en 2017).

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang			
Libellés en dollars CA	(549)	(494)	(452)
Libellés en dollars US	(1 325)	(1 269)	(1 127)
Incidence du change	(394)	(379)	(366)
	(2 268)	(2 142)	(1 945)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(121)	(99)	(114)
Intérêts capitalisés	124	173	176
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 265)	(2 068)	(1 883)
Postes particuliers :			
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	(115)
Activités de gestion des risques	—	(1)	—
Intérêts débiteurs	(2 265)	(2 069)	(1 998)

Les intérêts débiteurs en 2018 ont augmenté de 196 millions de dollars par rapport à 2017, principalement sous l'effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2018 et en 2017, déduction faite des titres et des billets échus. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information;
- de la diminution des intérêts capitalisés, principalement par suite de l'achèvement de Grand Rapids et de Northern Courier au deuxième semestre de 2017, en partie contrebalancée par la construction en cours de Napanee et la reprise de la capitalisation des coûts de Keystone XL en 2018;
- des emprunts à court terme eux-mêmes plus élevés;
- du remboursement final des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en juin 2017, qui s'est traduit par une baisse des intérêts débiteurs et de la charge d'amortissement de la dette.

Les intérêts débiteurs en 2017 avaient augmenté de 71 millions de dollars par rapport à 2016, principalement sous l'effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2017 et en 2016, déduction faite des titres et des billets échus. 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.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction			
Libellée en dollars CA	103	174	181
Libellée en dollars US	326	259	181
Incidence du change	97	74	57
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	526	507	419

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 2018 a été supérieure de 19 millions de dollars à celle de 2017, principalement en raison de l'investissement continu consacré aux projets mexicains ainsi que des investissements supplémentaires et des tarifs plus élevés à l'égard des projets de croissance de Columbia Gas, facteurs en partie contrebalancés par notre décision, au deuxième semestre de 2017, de renoncer au pipeline Énergie Est et la baisse des dépenses d'investissement consacrées au réseau principal au Canada.

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.

Intérêts créditeurs et autres

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	177	159	71
Postes particuliers :			
Perte de change – prêt intersociétés	(5)	(63)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	6
Activités de gestion des risques	(248)	88	26
Intérêts créditeurs et autres	(76)	184	103

En 2018, les intérêts créditeurs et autres ont été inférieurs de 260 millions de dollars à ceux de 2017, un effet net des éléments suivants :

- des pertes non réalisées découlant des activités de gestion des risques en 2018, alors qu'en 2017 ces activités avaient dégagé des gains non réalisés, notamment sous l'effet du raffermissement du dollar américain à la fin de 2018. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- les intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change moindre 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, et n'ont aucun effet sur le bénéfice net. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- les pertes réalisées en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains, alors qu'en 2017 des gains réalisés avaient été inscrits à ce chapitre;
- le recouvrement moins élevé, en 2018, au titre des frais financiers sur les coûts engagés à l'égard du projet Coastal GasLink;
- la comptabilisation d'une somme de 10 millions de dollars à l'abandon du projet de TGPR en 2017.

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

- de l'accroissement des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques en 2017. Ces éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable;
- du recouvrement de 32 millions de dollars au titre des frais financiers sur les coûts engagés à l'égard du projet Coastal GasLink et de sommes comptabilisées à l'abandon du projet de TGPR en 2017;
- de l'incidence du change sur la conversion des soldes du fonds de roulement libellés en devises;
- des 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;
- des intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change de 63 millions de dollars comptabilisée en 2017 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, et n'ont aucun effet sur le bénéfice net. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable.

(Charge) recouvrement d'impôts

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(693)	(839)	(841)
Postes particuliers :			
Radiation du passif réglementaire des sociétés en commandite cotée en bourse	115	—	—
Réforme fiscale aux États-Unis	52	804	—
Dépréciation des actifs de Bison	44	—	—
Vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	27	(177)	(29)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	5	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	1	—	—
Gain sur la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(27)	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	(8)	—	—
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	302	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	22	10
Gain sur la vente d'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
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Ravenswood	—	—	429
Résiliation et règlement des CAE en Alberta	—	—	88
Coûts de restructuration	—	—	6
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	1
Activités de gestion des risques	52	(45)	(54)
(Charge) recouvrement d'impôts	(432)	89	(352)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2018 est inférieure de 146 millions de dollars à celle de 2017, principalement en raison de la diminution des taux d'imposition faisant suite à la réforme fiscale aux États-Unis et de la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada, facteurs en partie contrebalancés par les impôts sur le bénéfice sur un résultat avant les impôts plus élevé.

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.

Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(315)	(238)	(257)
Postes particuliers :			
Dépréciation de Bison	538	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	59	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	(97)	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	5
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	185	(238)	(252)

Le résultat net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 423 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017 et s'est soldé par une perte nette sous l'incidence nette des éléments suivants :

- une charge de 538 millions de dollars liée à la portion attribuable aux participations sans contrôle de la charge de dépréciation de 722 millions de dollars des actifs de Bison comptabilisée par TC PipeLines, LP;
- une charge de 59 millions de dollars liée à la portion attribuable aux participations sans contrôle de la charge de dépréciation de 79 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Tuscarora comptabilisée par TC PipeLines, LP;
- le bénéfice de 97 millions de dollars lié à la portion attribuable aux participations sans contrôle des paiements de résiliation des contrats liant Bison, de 130 millions de dollars, reçus de certains clients et comptabilisés par TC PipeLines, LP.

Lors de la consolidation, nous avons inscrit la quote-part de 74,5 % attribuable aux participations sans contrôle de ces opérations. Ces éléments ont été exclus du calcul du résultat comparable. Se reporter à la rubrique « Estimations comptables critiques » pour un complément d'information sur le test de dépréciation auquel l'écart d'acquisition et les actifs ont été soumis.

En 2018, le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a augmenté de 77 millions de dollars comparativement à 2017, principalement par suite du résultat plus élevé de TC PipeLines, LP, en partie contrebalancé par notre acquisition des parts ordinaires résiduelles détenues dans le public et en circulation de CPPL en février 2017.

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.

Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Dividendes sur les actions privilégiées	(163)	(160)	(109)

En 2018, le dividende déclaré sur les actions privilégiées, soit 163 millions de dollars, a été sensiblement le même qu'en 2017. En 2017, le dividende sur les actions privilégiées avait été supérieur de 51 millions de dollars à celui de 2016 en raison des émissions 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, à la gestion du portefeuille, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et, si cela est jugé approprié, à notre programme d'émission au cours du marché (« ACM ») et à notre RRD. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Compte tenu des mesures de la FERC de 2018, les transferts d'actifs à TC PipeLines, LP ne sont pas considérés comme un moyen de financement viable à l'heure actuelle. En outre, nous avons cessé d'utiliser le programme ACM de TC PipeLines, LP en mars 2018. Il reste à déterminer si ces moyens pourront redevenir des options de financement concurrentielles à l'avenir et, le cas échéant, à quel moment ils le redeviendront. Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Analyse du bilan

Au 31 décembre 2018, notre actif total se chiffrait à 98,9 milliards de dollars, comparativement à 86,1 milliards de dollars au 31 décembre 2017, ce qui reflète avant tout notre programme d'investissement de 2018.

Au 31 décembre 2018, notre passif total s'établissait à 67,9 milliards de dollars, comparativement à 59,2 milliards de dollars au 31 décembre 2017, ce qui reflète surtout une augmentation nette de la dette à long terme, principalement attribuable aux émissions de billets de premier rang et de billets à moyen terme, déduction faite des titres et des billets échus, et à l'augmentation des billets à payer.

Le total des actifs et le total des passifs ont tous deux augmenté en raison de l'appréciation du dollar américain au 31 décembre 2018 par rapport au 31 décembre 2017.

Nos capitaux propres totalisaient 31,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018, par rapport à 26,9 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Cette hausse découle principalement des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD et de notre programme ACM ainsi que du bénéfice net annuel et des autres éléments du résultat étendu attribuable aux participations assurant le contrôle.

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)	2018	Pourcentage du total	2017	Pourcentage du total
Billets à payer	2 762	3	1 763	3
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	39 971	50	34 741	50
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(446)	(1)	(1 089)	(2)
Dette	42 287	52	35 415	51
Billets subordonnés de rang inférieur	7 508	9	7 007	10
Actions privilégiées	3 980	5	3 980	6
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires ¹	27 013	34	22 911	33
	80 788	100	69 313	100

¹ Comprend nos participations sans contrôle.

Au 11 février 2019, nous avons des capacités inutilisées de 2,7 milliards de dollars, de 1,0 milliard de dollars et de 2,1 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.

Les dispositions de divers actes de fiducie et accords de crédit avec certaines de nos filiales peuvent restreindre la capacité de ces dernières et, dans certains cas, la capacité de la société de déclarer et de verser des dividendes ou de procéder à des distributions dans certaines circonstances. 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. Au 31 décembre 2018, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

Flux de trésorerie

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

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(10 019)	(3 699)	(18 783)
	(3 464)	1 531	(13 714)
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	2 748	(1 419)	14 007
	(716)	112	293
Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	73	(39)	(127)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(643)	73	166

Au 31 décembre 2018, notre actif à court terme s'élevait à 5,1 milliards de dollars (4,7 milliards de dollars en 2017) et notre passif à court terme, à 12,9 milliards de dollars (9,9 milliards de dollars en 2017), ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 7,8 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance du fonds de roulement de 5,2 milliards de dollars au 31 décembre 2017. Nous considérons que l'insuffisance du fonds de roulement s'inscrit dans le cours normal de nos activités. Elle est gérée au moyen de ce qui suit :

- de notre capacité à générer des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- des facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 11,8 milliards de dollars reste inutilisée;
- de notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen de notre RRD et de nos programmes ACM, si cela est jugé approprié.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	6 555	5 230	5 069
Augmentation (diminution) du fonds de roulement d'exploitation	102	273	(248)
Fonds provenant de l'exploitation	6 657	5 503	4 821
Postes particuliers :			
Résiliation des contrats liant Bison	(122)	—	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	1	—	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	84	283
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	34	52
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	(14)	20	15
Fonds provenant de l'exploitation comparables	6 522	5 641	5 171
Dividendes sur les actions privilégiées	(158)	(155)	(100)
Distributions aux participations sans contrôle	(225)	(283)	(279)
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables	(254)	(240)	(310)
Flux de trésorerie distribuables comparables	5 885	4 963	4 482
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	6,52 \$	5,69 \$	5,91 \$

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 l'incidence nette de la hausse du résultat (comme il est expliqué à la rubrique « Points saillants des résultats financiers » à la page 21), du recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée approuvée par l'ONÉ dans sa décision de 2018 concernant le réseau principal, du règlement visant le réseau de NGTL pour 2018-2019 et du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu ainsi que de leur ampleur.

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 ni l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers. 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 881 millions de dollars en 2018, comparativement à 2017; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie et de l'incidence sur la trésorerie de postes particuliers de même qu'au recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée pour le réseau principal au Canada et le réseau de NGTL décrite précédemment.

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 tirées 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.

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, ainsi que l'incidence de la réduction de la distribution trimestrielle de TC Pipelines, LP à ses porteurs de parts depuis le premier trimestre de 2018. Les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire de l'exercice clos le 31 décembre 2018 tiennent compte également de l'effet dilutif des émissions d'actions ordinaires de 2017 et de 2018.

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

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Dépenses d'investissement			
Dépenses en immobilisations	(9 418)	(7 383)	(5 007)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(496)	(146)	(295)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(1 015)	(1 681)	(765)
	(10 929)	(9 210)	(6 067)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	—	—	(13 608)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	614	4 683	6
Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement	470	634	—
Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	121	362	727
Montants reportés et autres	(295)	(168)	159
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(10 019)	(3 699)	(18 783)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont augmenté entre 2017 et 2018, passant de 3,7 milliards de dollars à 10,0 milliards de dollars, en raison surtout du produit tiré de la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis et de nos actifs d'énergie solaire en 2017, ainsi que de l'augmentation des dépenses d'investissement et des dépenses relatives aux projets d'investissement en cours d'aménagement en 2018. Ces facteurs ont été contrés en partie par le produit tiré de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne.

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 du nord-est des États-Unis et de nos actifs d'énergie solaire en 2017;
- le recouvrement de coûts liés au projet de TGPR.

Dépenses d'investissement¹

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	2017	2016
Gazoducs – Canada	2 478	2 181	1 525
Gazoducs – États-Unis	5 771	3 830	1 522
Gazoducs – Mexique	797	1 954	1 142
Pipelines de liquides	581	529	1 137
Énergie	1 257	675	708
Siège social	45	41	33
	10 929	9 210	6 067

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 2018 et 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, ainsi que de la construction de la centrale électrique de Napanee et de gazoducs au Mexique.

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.

Projets d'investissement en cours d'aménagement

Les coûts engagés en 2018 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement les dépenses liées à Keystone XL et à Coastal GasLink. En 2017 et en 2016, les dépenses engagées visaient principalement Énergie Est et les 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 diminué en 2018 par rapport à 2017, principalement en raison de la réduction de nos investissements annuels dans Sur de Texas et Northern Border et de l'achèvement de Grand Rapids en 2017, en partie contrebalancés par l'augmentation des investissements dans Millennium et Bruce Power.

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 2018 et 2017 comprennent notre quote-part du financement par emprunt de Sur de Texas.

Ventes d'actifs

En octobre 2018, nous avons mené à terme la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au Québec pour un produit brut d'environ 630 millions de dollars, avant les ajustements de clôture.

En 2017, nous avons conclu les transactions suivantes :

- nous avons vendu les 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;
- nous avons vendu TC Hydro pour un produit brut de quelque 1,07 milliard de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- nous avons vendu nos actifs d'énergie solaire en Ontario pour un produit d'environ 541 millions de dollars, avant les ajustements postérieurs à la clôture.

Remboursement de coûts liés à des projets d'investissement en cours d'aménagement

En novembre 2018, nous avons reçu 0,5 milliard de dollars conformément aux dispositions des ententes conclues avec les participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de leur quote-part des coûts préalables à la décision d'investissement finale.

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

Autres distributions tirées des participations comptabilisées à la valeur de consolidation

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

Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Billets à payer émis (remboursés), montant net	817	1 038	(329)
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	6 238	3 643	12 333
Remboursements sur la dette à long terme	(3 550)	(7 085)	(7 153)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	—	3 468	1 549
Dividendes et distributions versés	(1 954)	(1 777)	(1 815)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	1 148	274	7 747
Actions ordinaires rachetées	—	—	(14)
Actions privilégiées émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	1 474
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	49	225	215
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	(1 205)	—
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	2 748	(1 419)	14 007

En 2018, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont augmenté de 4,2 milliards de dollars par rapport à 2017, en raison surtout des émissions de titres d'emprunt à long terme (déduction faite des titres d'emprunt à long terme remboursés) et d'actions ordinaires et de l'acquisition de CPPL en 2017, en partie contrebalancées par les billets subordonnés de rang inférieur émis en 2017.

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.

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

Le tableau ci-dessous présente les principales émissions de titres d'emprunt en 2018 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED					
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mars 2049	1 000 US	5,10 %
	Octobre 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	400 US	4,25 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Juillet 2048	800	4,18 %
	Juillet 2018	Billets à moyen terme	Mars 2028	200	3,39 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2048	1 000 US	4,875 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2038	500 US	4,75 %
	Mai 2018	Billets de premier rang non garantis	Mai 2028	1 000 US	4,25 %
NORTH BAJA PIPELINE, LLC					
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	Décembre 2021	50 US	Taux variable

Le produit net des émissions susmentionnées a servi à des fins générales, à financer notre programme d'investissement et à financer à l'avance les billets de premier rang échéant en 2019.

Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt en 2018 et au début de 2019 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
TRANSCANADA PIPELINES LIMITED				
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %
	Août 2018	Billets de premier rang non garantis	850 US	6,50 %
	Mars 2018	Déventures	150	9,45 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	1,875 %
	Janvier 2018	Billets de premier rang non garantis	250 US	Taux variable
TC PIPELINES, LP				
	Décembre 2018	Emprunt à terme non garanti	170 US	Taux variable
COLUMBIA PIPELINE GROUP, INC.				
	Juin 2018	Billets de premier rang non garantis	500 US	2,45 %

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2018, en 2017 et en 2016, voir nos états financiers consolidés annuels de 2018.

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 2018, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 35 % (36 % en 2017), ce qui a donné lieu au réinvestissement de 870 millions de dollars (787 millions de dollars en 2017) d'actions ordinaires aux termes de ce régime.

Programme d'émission au cours du marché de TransCanada

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme ACM 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 TSX ou de la NYSE ou sur tout autre marché existant sur lequel sont négociées les actions ordinaires de TransCanada au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, en vigueur pour une période de 25 mois, prévoyait initialement un montant brut des ventes aux termes du programme limité à 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars américains. En juin 2018, nous avons majoré la capacité de notre programme ACM existant afin de permettre l'émission, sur le capital autorisé, des actions ordinaires additionnelles d'un prix de vente brut global pouvant atteindre 1,0 milliard de dollars. Le programme ACM, dans sa version modifiée, sera en vigueur jusqu'au 23 juillet 2019 et pourra être utilisé à notre gré et au besoin en fonction du profil des dépenses en immobilisations de notre programme d'investissement et du coût relatif de nos autres options de financement.

En 2018, 20 millions d'actions ordinaires (3,5 millions d'actions ordinaires en 2017) ont été émises aux termes du programme ACM de la société à un prix moyen de 56,13 \$ l'action (63,03 \$ l'action en 2017), pour un produit de 1,1 milliard de dollars (216 millions de dollars en 2017) après déduction des commissions et frais connexes d'environ 10 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017). Après les émissions réalisées en 2017 et en 2018 aux termes du programme ACM, les émissions sont encore possibles jusqu'à concurrence d'un montant brut global de 656 millions de dollars ou l'équivalent en dollars américains.

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 de TC PipeLines, LP.

En 2018, 0,7 million (3,1 millions en 2017) de parts ordinaires ont été émises dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP, générant un produit net d'environ 39 millions de dollars US (173 millions de dollars US en 2017). Au 31 décembre 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % (25,7 % en 2017) compte tenu des émissions réalisées aux termes du programme ACM de TC PipeLines, LP et de leur effet dilutif.

En mars 2018, par suite des mesures de la FERC de 2018 proposées initialement, le programme d'émission ACM de TC PipeLines, LP a cessé d'être utilisé. Après l'entrée en vigueur des mesures de la FERC de 2018 le 13 septembre 2018, il reste à voir si ce programme pourra redevenir une option de financement concurrentielle et, le cas échéant, à quel moment.

Dessaisissements 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 Portland 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 et il 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 Portland.

Se reporter à la rubrique « Mesures de la FERC de 2018 » pour un complément d'information.

Information sur les actions

au 11 février 2019

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	922 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
	12 millions	8 millions

Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés.

Dividendes

exercices clos les 31 décembre

	2018	2017	2016
Dividendes déclarés			
par action ordinaire	2,76 \$	2,50 \$	2,26 \$
par action privilégiée de série 1	0,8165 \$	0,8165 \$	0,8165 \$
par action privilégiée de série 2	0,78835 \$	0,62138 \$	0,60648 \$
par action privilégiée de série 3	0,538 \$	0,538 \$	0,538 \$
par action privilégiée de série 4	0,62748 \$	0,46138 \$	0,44648 \$
par action privilégiée de série 5	0,56575 \$	0,56575 \$	0,56575 \$
par action privilégiée de série 6	0,69341 \$	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 \$	0,95 \$	1,1875 \$
par action privilégiée de série 13	1,375 \$	1,375 \$	1,18525 \$
par action privilégiée de série 15	1,225 \$	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 11 février 2019, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,8 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 2023
4,5 milliards \$ US	4,5 milliards \$ US	TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant à appuyer les programmes de papier commercial en dollars américains de TCPL et de TCPL USA et aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2019
1,0 milliard \$ US	1,0 milliard \$ US	TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2021
Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue				
2,1 milliards \$	1,0 milliard \$	TCPL/TCPL USA	Servant à appuyer l'émission de lettres de crédit et avoir accès à des liquidités supplémentaires, la facilité de TCPL USA étant garantie par TCPL	À vue
5,0 milliards MXN	5,0 milliards MXN	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

Au 11 février 2019, 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 0,8 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 2018 (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	2 762	2 762	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	47 479	3 465	4 932	4 031	35 051
Contrats de location-exploitation ¹	729	74	143	130	382
Obligations d'achat	8 187	2 985	3 640	372	1 190
	59 157	9 286	8 715	4 533	36 623

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

Billets à payer

Le total des billets à payer était de 2,8 milliards de dollars à la fin de 2018, contre 1,8 milliard de dollars à la fin de 2017.

Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

À la fin de 2018, la dette à long terme s'élevait à 40,0 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 7,5 milliards de dollars, comparativement à 34,7 milliards de dollars et à 7,0 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2017.

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

Paiements d'intérêts

Les paiements d'intérêts prévus liés à notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur en date du 31 décembre 2018 sont indiqués ci-après.

au 31 décembre 2018 (en millions de dollars)	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dette à long terme	27 447	1 941	3 593	3 163	18 750
Billets subordonnés de rang inférieur	28 039	416	833	834	25 956
	55 486	2 357	4 426	3 997	44 706

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)

au 31 décembre 2018 (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 ¹	859	83	161	138	477
Dépenses d'investissement ²	4 647	1 700	2 947	—	—
Gazoducs – États-Unis					
Transport par des tiers ¹	700	119	199	108	274
Dépenses d'investissement ²	50	50	—	—	—
Gazoducs – Mexique					
Dépenses d'investissement ²	342	287	55	—	—
Pipelines de liquides					
Dépenses d'investissement ²	406	406	—	—	—
Autres	22	5	7	6	4
Énergie					
Achats de produits de base	91	63	28	—	—
Dépenses d'investissement ²	700	199	163	56	282
Autres ³	300	34	56	58	152
Siège social					
Dépenses d'investissement ²	70	39	24	6	1
	8 187	2 985	3 640	372	1 190

1 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.

2 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.

3 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 57 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 57 milliards de dollars comprend un montant de 36,6 milliards de dollars destiné à des projets garantis et un montant de 20,7 milliards de dollars destiné à des projets en cours d'aménagement, 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;
- des titres hybrides;
- des actions privilégiées;
- la vente d'actifs;
- du financement de projets;
- la participation possible de partenaires stratégiques ou financiers.

De plus, au besoin, nous pourrions aussi avoir recours aux options de financement suivantes :

- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre RRD;
- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre de notre programme ACM;
- des émissions distinctes d'actions ordinaires.

GARANTIES

Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti la performance financière de cette entité. Les ententes de garantie comprennent une garantie et une lettre de crédit qui visent principalement les services de construction et la livraison de gaz naturel. La durée de ces garanties s'étend jusqu'à 2020.

Au 31 décembre 2018, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 183 millions de dollars. La valeur comptable en est estimée à 1 million 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 2021.

Au 31 décembre 2018, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars. La valeur comptable en était de néant.

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 2018, 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 11 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.

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

Nous nous attendons à capitaliser en 2019 environ 113 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 61 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 17 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2018, nous avons capitalisé 103 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 23 millions de dollars dans les autres régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite et 59 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 17 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 2019. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2018 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 106 millions de dollars en 2017 à 74 millions de dollars en 2018, en raison surtout des rendements plus élevés que nous nous attendons à tirer des actifs du régime.

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

GESTION DES RISQUES D'ENTREPRISE

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 de gestion des risques d'entreprise centralisé qui nous permet de repérer les risques susceptibles d'avoir une incidence significative sur l'atteinte de nos objectifs stratégiques.

Le comité de gouvernance d'entreprise, qui fait partie de notre conseil d'administration, assure la surveillance des activités de gestion des risques d'entreprise, ce qui consiste notamment à vérifier que des systèmes de gestion adéquats sont en place afin de repérer et 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 SSDE veille aux risques relatifs à l'environnement, à la santé, à la sécurité, à la durabilité et à l'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.

Certains des risques généraux auxquels notre société est exposée et qui font l'objet d'une surveillance continue 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
<p>Interruption des activités</p> <p>Les risques opérationnels tels que les pannes et défaillances de matériel, les conflits de travail ou les catastrophes naturelles et autres sinistres, y compris ceux qui résultent des changements climatiques, d'actes de terrorisme ou de sabotage</p>	<p>Ces risques sont susceptibles de réduire les produits et d'accroître les coûts d'exploitation, d'entraîner des frais juridiques, réglementaires ou autres et, par conséquent, de porter atteinte aux résultats. Les pertes qui ne peuvent être recouvrées à même les droits ou les contrats ou 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. Certains événements pourraient donner lieu à un risque de blessures et de dommages écologiques.</p>	<p>Nous disposons du système de gestion opérationnelle de TransCanada (« SGOT ») qui englobe nos programmes visant la santé, la sécurité, la durabilité, l'environnement et l'intégrité des actifs destinés à prévenir les incidents et à assurer la protection des personnes, de l'environnement et de nos actifs. Le SGOT comprend des programmes de gestion des incidents, des situations d'urgence et des crises qui visent à permettre à TransCanada de réagir efficacement aux événements qui posent un risque opérationnel, de réduire les pertes et les blessures et d'améliorer sa capacité de reprendre ses activités d'exploitation. Ces mesures sont appuyées par notre programme de continuité des activités qui identifie les processus critiques de l'entreprise et qui élabore des plans de reprise correspondants pour assurer la continuité des processus. Nous disposons aussi d'un régime d'assurance multirisque visant à atténuer une certaine partie de ces risques, mais il ne couvre pas tous les événements ni toutes les circonstances possibles.</p>
<p>Cybersécurité</p> <p>Nous dépendons de notre technologie de l'information pour traiter, transmettre et stocker l'information électronique, notamment les données dont nous nous servons pour exploiter nos actifs de façon sécuritaire. 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.</p>	<p>Toute atteinte à la sécurité de notre technologie de l'information pourrait entraîner la perte, l'utilisation malveillante ou l'interruption de l'information et de fonctions critiques et être lourde de conséquences pour nos activités d'exploitation, endommager nos actifs, causer des incidents relatifs à la sécurité, dégrader l'environnement, ruiner notre réputation, présenter un désavantage concurrentiel et être source de mesures d'exécution de la réglementation et de litiges potentiels, ce qui pourrait avoir des répercussions négatives significatives sur nos activités d'exploitation, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.</p>	<p>Nous avons une stratégie de cybersécurité globale conforme aux normes de l'industrie en matière de cybersécurité. Cette stratégie 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 qui peut couvrir les pertes imputables aux dommages matériels causés à nos installations par suite d'un événement touchant la cybersécurité, mais l'assurance ne couvre pas tous les événements dans toutes les circonstances.</p>
<p>Réputation et relations</p> <p>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 à des sources de financement au coût du capital.</p>	<p>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.</p>	<p>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 facilitent la conformité aux lois et aux politiques.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
Accès au capital à un coût concurrentiel		
Nous avons besoin de montants substantiels sous forme de capitaux d'emprunt et de capitaux propres pour financer notre portefeuille de projets de croissance et rembourser notre dette arrivant à échéance, et ce, à des coûts suffisamment inférieurs à nos rendements sur le capital investi.	Une détérioration importante et prolongée de la conjoncture du marché et une attitude moins favorable des investisseurs pourraient entraver notre accès à des capitaux à un coût concurrentiel, ce qui nuirait à notre capacité de produire un rendement intéressant sur le capital investi.	Nous exerçons nos activités dans le cadre de nos moyens financiers et de notre tolérance au risque, maintenons un large éventail de leviers de financement et faisons aussi de la gestion de notre portefeuille un volet important de notre programme de financement. En outre, nous entretenons une relation franche et proactive avec les membres de la communauté financière, y compris les agences de notation, dans le but de les tenir au courant de l'évolution de nos activités et de leur transmettre des informations exactes au sujet des perspectives, des risques et des défis qui nous concernent.
Stratégie de répartition du capital		
Pour être concurrentiels, nous devons offrir des services d'infrastructures énergétiques dans les zones d'approvisionnement et de demande, et ce, pour les formes d'énergie que recherchent les clients.	Si les formes d'énergie de remplacement à plus faibles émissions de carbone devaient se traduire par une baisse de la demande visant nos services actuels, la valeur de nos actifs d'infrastructures énergétiques pourrait en souffrir.	Notre portefeuille d'actifs est diversifié et nous avons recours à la gestion de portefeuille pour nous départir des actifs non stratégiques. Nous menons des analyses pour repérer des bassins d'approvisionnement résilients dans le cadre des mesures fondamentales liées à l'énergie et des évaluations d'aménagements stratégiques. De plus, nous restons à l'affût des technologies novatrices afin d'éclairer notre stratégie de répartition du capital.
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 déterminions minutieusement le coût prévu de nos projets d'investissement, dans le cas de certaines ententes commerciales, 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 SGOT 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 mettre en place des mécanismes d'atténuation si des dépassements de coûts surviennent. Cependant, dans le cas de certaines ententes commerciales, nous partageons ou assumons le coût de ces risques.

Santé, sécurité, durabilité et environnement

Le comité SSDE du conseil supervise le risque opérationnel, la sécurité des personnes et des processus, la sécurité du personnel, les risques environnementaux et les risques associés aux changements climatiques, et veille à la conception et à la mise en application des systèmes, des programmes et des politiques de SSDE 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 SSDE examine la performance en SSDE et la gestion des risques opérationnels. Il reçoit des rapports détaillés sur :

- la gouvernance générale de la société en matière de SSDE;
- 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;
- la prévention, l'atténuation et la gestion des risques en matière de SSDE, notamment les risques liés aux changements climatiques qui pourraient avoir une incidence défavorable sur TransCanada;
- les questions touchant la durabilité, notamment les questions d'ordre social et environnemental et celles qui concernent les changements climatiques;
- l'approche de la direction en ce qui concerne la communication volontaire d'information au public en matière de SSDE.

Santé et sécurité

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos infrastructures pipelinières et énergétiques 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 2018, nous avons engagé 1,3 milliard de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit 0,3 milliard de dollars de plus qu'en 2017, en raison notamment des dépenses d'investissement plus importantes au Canada, de l'accroissement des activités pour assurer l'intégrité des actifs de Columbia et des travaux servant à assurer l'intégrité de notre oléoduc Keystone aux États-Unis. 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 ou lors d'incidents récents.

Conformément aux modèles réglementaires approuvés au Canada, les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, elles sont habituellement sans incidence sur notre résultat. De même, aux termes des contrats visant le réseau d'oléoducs Keystone, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines sont recouvrées conformément aux dispositions du mécanisme de tarification et, par conséquent, elles n'influent habituellement pas sur notre résultat. Les dépenses autres qu'en immobilisations engagées pour assurer l'intégrité de nos gazoducs aux États-Unis sont principalement comptabilisées comme des charges d'exploitation et de maintien.

Les dépenses liées à la sécurité et aux différents programmes d'intégrité des actifs énergétiques que nous exploitons nous permettent de réduire les risques pour les employés, le public, l'équipement et l'environnement immédiat et d'éviter toute perturbation des 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 ainsi qu'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. La restriction de pression imposée par la PHMSA a été levée ultérieurement, le 1^{er} mai 2018. Nous collaborons pleinement avec la PHMSA à l'égard de tout ce qui concerne cet incident ainsi qu'avec le département de l'environnement et des ressources naturelles du Dakota du Sud aux fins de la remise en état du site. Nous avons terminé tous les travaux de décontamination du sol et des eaux souterraines, et l'analyse de tous les échantillons de sol et d'eau souterraine confirme l'atteinte des normes requises. Le département de l'environnement et des ressources naturelles du Dakota du Sud a délivré un avis de fermeture le 3 janvier 2019. Les travaux de remise en état de la surface et de reverdissement ont été achevés en 2018, et ce segment de l'emprise a été retourné au programme de gestion de la végétation de l'emprise du réseau d'oléoducs Keystone. Le 29 janvier 2019, nous avons reçu confirmation de la PHMSA que nous nous sommes conformés aux modalités de la CAO d'Amherst, et le dossier est maintenant fermé.

Le 7 juin 2018, un tronçon d'un gazoduc de Columbia Gas a subi un bris à Nixon Ridge, dans le comté de Marshall en Virginie occidentale. Le gazoduc a été remis en service le 15 juillet 2018. TransCanada a reçu un avis d'ordonnance de sécurité proposée de la PHMSA à l'égard de ce bris le 9 juillet 2018, auquel elle a répondu le 7 août 2018. La société s'attend à recevoir en temps voulu une ordonnance définitive stipulant les mesures correctives finales.

Hormis la CAO d'Amherst et l'ordonnance de sécurité proposée visant le tronçon du gazoduc de Columbia Gas à Nixon Ridge, 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 de leurs interprétations et de 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 2018, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 32 millions de dollars (34 millions de dollars en 2017), 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 2018, nous avons comptabilisé des charges de 62 millions de dollars (63 millions de dollars en 2017) 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 permettent la mise en valeur des ressources naturelles de façon durable et responsable sur le plan économique. 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

Canada

- Environnement et Changement climatique Canada a publié la version définitive du règlement sur la réduction des émissions de méthane le 26 avril 2018. Ce règlement définit des obligations de réduction des émissions de méthane au moyen de modifications touchant l'exploitation et l'équipement. Différents échéanciers de conformité sont prévus selon les exigences, à compter de 2020. L'Alberta, la Colombie-Britannique et la Saskatchewan ont élaboré leurs propres règlements sur les émissions de méthane et ceux-ci remplacent la réglementation fédérale dans ces provinces. Cependant, le règlement fédéral sur la réduction des émissions de méthane s'appliquera aux installations assujetties à la réglementation fédérale dans ces provinces. En ce qui concerne la plupart des pipelines canadiens de TransCanada, c'est vraisemblablement la réglementation fédérale qui s'appliquera. Aux fins de la conformité, des équipements devront être modernisés, des activités fréquentes de détection et de colmatage des fuites devront être réalisées et des levés et mesures devront être effectués pour quantifier les émissions et produire les rapports annuels connexes. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement.
- 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.
- En Alberta, le 1^{er} janvier 2018, le règlement incitatif sur la compétitivité en matière de carbone (*Carbon Competitiveness Incentive Regulation* ou « CCIR ») a remplacé le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* (« SGER »). Aux termes du règlement CCIR, 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 en Alberta sont assujettis au règlement CCIR. Nous recouvrons les coûts de conformité relatifs à nos gazoducs canadiens 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 a élaboré un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché 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 est récupéré par des contrats commerciaux. Les installations gazières du réseau principal au Canada qui traversent le Québec sont également assujetties à ce programme et des instruments de conformité ont été achetés afin d'assurer la conformité aux exigences de la WCI.
- L'Ontario a aboli son programme de plafonnement et d'échange en 2018. Les crédits de conformité achetés dans le cadre de l'ancien programme de plafonnement et d'échange ont été retirés par le nouveau gouvernement. Du fait de l'abolition de ce programme, l'Ontario n'a plus de règlement de tarification du carbone. Ainsi, les installations de production d'électricité et les pipelines de la société dans cette province sont assujettis au système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») fédéral depuis le 1^{er} janvier 2019. Le STFR fédéral s'applique aux centrales électriques qui produisent annuellement des émissions de plus de 50 000 tonnes d'équivalent CO₂. À l'heure actuelle, nous prévoyons que ce programme n'aura aucune incidence majeure sur le rendement financier de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.

États-Unis

- 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. En 2018, suivant les indications de l'administration Trump, l'EPA a entrepris l'assouplissement des exigences de ces règlements.
- 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.
- Le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie a adopté 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.
- La Californie s'est dotée d'un programme de plafonnement et d'échange des GES rattaché au marché des émissions de GES de la WCI. 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.

Mexique

- Le 6 novembre 2018, le gouvernement du Mexique a publié un nouveau règlement qui établit des lignes directrices concernant la prévention et le contrôle des émissions de méthane dans le secteur des hydrocarbures, lequel aura une incidence sur nos gazoducs au Mexique. Les entreprises auront un an pour se conformer aux dispositions du règlement, qui comporte des exigences liées à l'équipement comme l'installation de systèmes de récupération de la vapeur et la détection et le colmatage des fuites, ainsi que des exigences administratives comme l'identification des émissions de méthane et la mise en place d'un programme de rapports sur les émissions.

Politiques à venir

- Le gouvernement du Canada a élaboré un plan fédéral visant la mise en place d'un cadre de tarification des émissions de carbone dans tous les territoires de compétence canadiens. Environnement et Changement climatique Canada est en voie de finaliser le règlement sur le STFR fédéral qui imposera une tarification du carbone aux grandes installations industrielles et établira des niveaux de référence fédéraux pour les émissions de GES de différents secteurs d'activité. Ce nouveau règlement fédéral s'appliquera aux provinces de l'Ontario, du Manitoba, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick car à l'heure actuelle, celles-ci n'ont pas de plan provincial de tarification du carbone et elles ne remplissent pas les critères du plan fédéral. Il pourrait en résulter une augmentation des coûts pour les pipelines et les installations énergétiques en place dans ces provinces.
- Le gouvernement du Canada a présenté 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. Dans le cadre de la Norme sur les combustibles propres, le gouvernement fédéral propose l'électrification des stations de compression en tant que mécanisme de réduction des émissions de GES liées au transport du gaz naturel. Cela pourrait avoir une incidence défavorable sur nos actifs de compression du gaz naturel au Canada. Des démarches visant à influencer cette politique sont menées par l'entremise de l'Association canadienne de pipelines d'énergie et de l'Association canadienne du gaz. La publication de différents volets de la Norme sur les combustibles propres est prévue en 2019.
- Le gouvernement de la Saskatchewan a annoncé que certains grands émetteurs industriels seront assujettis à un système provincial proposé de tarification du carbone fondé sur une approche de STFR, ce qui pourrait avoir une incidence sur nos gazoducs canadiens dans cette province. Comme le système proposé ne remplit qu'une partie des exigences du plan fédéral, le STFR fédéral s'appliquera aux sources d'émissions non visées par le système proposé, y compris les centrales électriques et les gazoducs.
- 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. L'État n'a pas encore proposé de règlements, mais le gouverneur a annoncé le plan de l'État pour atteindre ses objectifs en matière d'énergie propre d'ici 2030, notamment une réduction de 40 % par rapport aux niveaux d'émissions de 1990. Les conséquences pour nos installations dépendront des détails de la réglementation lorsqu'elle sera connue, mais nos postes de compression dans l'État de New York seront probablement touchés.
- Le Maryland a annoncé son intention d'établir des règlements sur les émissions fugitives de méthane visant les postes de compression. L'État a collaboré avec des exploitants, dont TransCanada, pour élaborer des règlements de réduction des gaz à effet de serre. Comme TransCanada n'a qu'un seul poste de compression au Maryland et que celui-ci est électrique, aucune incidence majeure n'est prévue.

Modifications législatives touchant les évaluations environnementales

La majorité des gazoducs et des pipelines de liquides de la société au Canada sont assujettis à la réglementation fédérale de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et les autres sont assujettis à la réglementation provinciale en Alberta et en Colombie-Britannique. Les nouveaux projets qui seront assujettis à la réglementation de l'ONÉ nécessitent une évaluation environnementale supervisée par l'ONÉ et conforme à la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Nos actifs en exploitation n'entrent pas dans le champ d'application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale*. Tous les actifs sont susceptibles d'être assujettis à la *Loi sur la protection de la navigation* et à la *Loi sur les pêches* du gouvernement fédéral. Au Canada, plusieurs initiatives touchant les études d'impact environnemental sont en cours au niveau fédéral. 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.

En février 2018, le gouvernement du Canada a publié le projet de loi C-69, *Loi édictant la Loi sur l'évaluation d'impact et la Loi sur la Régie canadienne de l'énergie, modifiant la Loi sur la protection de la navigation et apportant des modifications corrélatives à d'autres lois*. Ce projet de loi prévoit que les projets d'envergure seront soumis à un processus d'approbation réglementaire plus long et plus complexe et crée une grande source d'incertitude en ce qui concerne les nouveaux projets au Canada.

En février 2018, le gouvernement du Canada a aussi publié le projet de loi C-68, *Loi modifiant la Loi sur les pêches et d'autres lois en conséquence*. Ce projet de loi ne traite pas d'une série de détails, par exemple le processus d'octroi de permis, les obligations et les échéanciers liés aux projets ainsi que la façon de prendre en compte les préoccupations des Autochtones. Il pourrait avoir des conséquences sur les coûts et les calendriers des projets.

Risques financiers

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

Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques 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. Le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration, 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. Le comité d'audit du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect des politiques et procédures de gestion du risque de marché et du risque de crédit lié aux contreparties et sa façon d'évaluer la pertinence du cadre de gestion des risques.

Risque de marché

Nous construisons des projets d'infrastructures énergétiques ou y investissons, nous achetons ou vendons des produits 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 peuvent inclure les suivants :

- contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future;
- swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées;
- options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant 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 des produits de base

Les stratégies suivantes peuvent être employées pour gérer le risque lié au prix des produits de base qui touche nos activités à tarifs non réglementés :

- pour ce qui est de notre entreprise de production d'électricité, nous gérons notre exposition aux variations des prix des produits de base au moyen de contrats à long terme et d'activités de couverture, notamment la vente et l'achat d'électricité et de gaz naturel sur les marchés à terme;
- pour ce qui est de notre entreprise non réglementée de stockage de gaz naturel, notre exposition aux écarts saisonniers des prix du gaz naturel est gérée au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers et par la conclusion d'achats et de ventes de gaz naturel compensatoires sur les marchés à terme afin de garantir des marges positives futures;
- pour ce qui est de notre entreprise de commercialisation des liquides, nous concluons des contrats de location de capacité visant le pipeline ou le terminal de stockage. Des instruments dérivés servent à fixer une partie des prix variables auxquels ces contrats nous exposent et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

La vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis en 2017 et celle de nos contrats d'électricité de détail du nord-est des États-Unis le 1^{er} mars 2018 ainsi que la résiliation progressive de nos contrats de commercialisation d'électricité aux États-Unis restants ont grandement atténué notre exposition au risque lié au prix de l'électricité.

Risque de taux d'intérêt

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

Risque de change

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

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. Une partie de ce risque est annulée par les intérêts débiteurs sur les titres d'emprunt libellés en dollars US. Pour le reste, les risques sont couverts pour un an au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition subsiste par la suite.

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 :

2018	1,30
2017	1,30
2016	1,33

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis est en partie enrayée par les intérêts sur la dette 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 rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir un complément d'information.

Principaux montants libellés en dollars US

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars US)	2018	2017	2016
BAll comparable des gazoducs aux États-Unis	1 830	1 360	947
BAll comparable des gazoducs au Mexique ¹	486	353	215
BAll comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	876	604	482
BAll comparable des installations énergétiques aux États-Unis ²	—	100	285
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(1 325)	(1 269)	(1 127)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	15	3	22
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	326	259	181
Participations sans contrôle et autres comparables aux États-Unis	(264)	(195)	(195)
	1 944	1 215	810

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

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

Couvertures de l'investissement net

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

Risque de crédit lié aux contreparties

Au 31 décembre 2018, notre risque lié aux contreparties maximal en ce qui a trait aux instruments financiers, compte non tenu des garanties détenues, correspondait à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie, aux débiteurs, aux actifs disponibles à la vente, aux actifs dérivés et aux prêts.

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

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

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 essayer une perte financière.

Pour gérer ce risque, nous faisons affaire avec des contreparties solvables, nous obtenons des garanties financières telles que des cautionnements, des lettres de crédit ou des liquidités lorsque nous l'estimons nécessaire et nous établissons un montant limite pour toute opération avec une contrepartie. Il n'y a aucune certitude que ces mesures puissent nous protéger contre des pertes importantes.

Nous surveillons les contreparties et passons en revue les débiteurs régulièrement. Nous constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Aux 31 décembre 2018 et 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.

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.

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 2018, 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 2018 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 2018, 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 2018 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 2018 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

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 qui s'appuient sur des facteurs subjectifs ou fort incertains pour la préparation de nos états financiers. Toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers. Les estimations comptables critiques auxquelles nous avons recours pour dresser nos états financiers sont présentées dans les conventions comptables.

Dépréciation des actifs à long terme 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 projets d'investissement en cours d'aménagement, 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. Notre évaluation du caractère recouvrable des actifs à long terme prend en compte, sans s'y limiter, les facteurs suivants : la conjoncture macroéconomique, l'évolution des secteurs d'activité et des marchés dans lesquels nous exerçons nos activités, notre capacité à renouveler les contrats ainsi que le rendement financier et les perspectives de nos actifs. Si la valeur totale des flux de trésorerie futurs non actualisés estimée pour une immobilisation corporelle ou le prix de vente estimé pour un actif à long terme est inférieur à leur valeur comptable, nous considérons que la juste valeur est inférieure à la valeur comptable et nous enregistrons une perte de valeur. Dans le cas de l'écart d'acquisition, si la juste valeur de l'unité d'exploitation calculée d'après les flux de trésorerie actualisés est inférieure à sa valeur comptable, nous estimons que l'écart d'acquisition a subi une perte de valeur.

En 2018, les pertes de la valeur suivantes ont été comptabilisées :

- une dépréciation de 722 millions de dollars avant les impôts de la valeur comptable de notre participation dans Bison (140 millions de dollars après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle);
- une dépréciation de 79 millions de dollars avant les impôts de la valeur comptable de l'écart d'acquisition de Tuscarora (15 millions de dollars après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle).

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.

Actifs à long terme

Bison

Au 31 décembre 2018, nous avons soumis notre participation dans le gazoduc Bison à un test de dépréciation par suite de la résiliation de certaines ententes de transport conclues avec des clients. Étant donné la perte de ces flux de trésorerie contractuels futurs et la persistance de la conjoncture de marché défavorable qui freine le débit du gazoduc, nous avons déterminé que la valeur comptable résiduelle de cet actif n'était plus recouvrable. Nous avons donc comptabilisé une charge de dépréciation hors trésorerie de 722 millions de dollars dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La quote-part qui nous revient de la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'élève à 140 millions de dollars.

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 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.

TransGas

Au troisième trimestre de 2017, nous avons constaté une charge de dépréciation de 12 millions de dollars après les impôts sur notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation de 46,5 % dans TransGas.

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 soumettons l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Nous pouvons aussi choisir de réaliser directement le test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition pour l'une ou l'autre de nos unités d'exploitation. Dans le cadre d'un test de dépréciation quantitatif de l'écart d'acquisition, nous comparons la juste valeur de l'unité d'exploitation à sa valeur comptable, écart d'acquisition compris. Si la valeur comptable incluant l'écart d'acquisition de l'unité d'exploitation est supérieure à sa juste valeur, la dépréciation de l'écart d'acquisition correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'unité d'exploitation sur sa juste 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 tarifs de transport, 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, des multiples cours/bénéfice et d'autres multiples.

Tuscarora

Au quatrième trimestre de 2018, Tuscarora a établi son document réglementaire définitif en réponse aux mesures de la FERC de 2018 qui s'est traduit par une réduction de ses tarifs avec recours et, en janvier 2019, la conclusion d'un règlement de principe avec ses clients. Par suite de ces faits nouveaux et des modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de Tuscarora, nous avons déterminé que la juste valeur de Tuscarora n'était plus supérieure à sa juste valeur, écart d'acquisition compris, et nous avons comptabilisé une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 79 millions de dollars dans notre secteur des gazoducs aux États-Unis. La quote-part qui nous revient de la charge de dépréciation, après les impôts et déduction faite des participations sans contrôle, s'élève à 15 millions de dollars. Notre quote-part du solde résiduel de l'écart d'acquisition lié à Tuscarora, déduction faite des participations sans contrôle, se chiffrait à 6 millions de dollars US au 31 décembre 2018 (21 millions de dollars US en 2017).

Great Lakes

Au 31 décembre 2018, la juste valeur estimative de l'entreprise de transport de gaz naturel de Great Lakes dépassait sa valeur comptable de moins de 10 %. L'évaluation la plus récente de la juste valeur de cette unité d'exploitation a été effectuée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés. Les hypothèses employées dans cette analyse portant sur la capacité de Great Lakes à réaliser sa valeur à long terme sur le marché nord-américain de l'énergie comprenaient notamment l'incidence de sa décision d'employer le Formulaire 501-G, les occasions qui se présenteront pour le réseau de dégager d'autres revenus ainsi que les modifications apportées à d'autres hypothèses d'évaluation adaptées à l'environnement commercial de 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 378 millions de dollars US au 31 décembre 2018 (379 millions de dollars US en 2017).

Ravenswood

Par suite de renseignements obtenus lors du processus de monétisation de l'entreprise d'électricité du nord-est des États-Unis de la société, au troisième trimestre de 2016, il a été établi que la juste valeur 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 analyse des 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, en 2016 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).

INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers non dérivés

Juste valeur des instruments financiers non dérivés

Les actifs disponibles à la vente sont comptabilisés à la juste valeur, qui est calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. La valeur comptable de certains instruments financiers non dérivés, 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 et ceux-ci sont classés comme 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. Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés ne sont pas nécessairement représentatifs des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

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)	2018	2017
Autres actifs à court terme	737	332
Actifs incorporels et autres actifs	61	73
Créditeurs et autres	(922)	(387)
Autres passifs à long terme	(42)	(72)
	(166)	(54)

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 2018 (en millions de dollars)	Total de la juste valeur	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction					
Actifs	767	717	50	—	—
Passifs	(838)	(810)	(23)	—	(5)
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture					
Actifs	31	20	8	2	1
Passifs	(126)	(112)	(4)	(2)	(8)
	(166)	(185)	31	—	(12)

Gains et pertes non réalisés et réalisés sur les instruments dérivés

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2018	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	28	62	123
Change	(248)	88	25
Taux d'intérêt	—	(1)	—
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	351	(107)	(204)
Change	(24)	18	62
Taux d'intérêt	—	1	—
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture			
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	(1)	23	(167)
Change	—	5	(101)
Taux d'intérêt	(1)	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 2018 et 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).

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

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

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Produits (Énergie)			Intérêts débiteurs		
	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	2 124	3 593	4 206	(2 265)	(2 069)	(1 998)
Couvertures de la juste valeur						
Contrats de taux d'intérêt						
Éléments couverts	—	—	—	(71)	(74)	(74)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(4)	1	8
Couvertures de flux de trésorerie						
Reclassement dans le bénéfice net des gains (pertes) sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ¹						
Contrats de taux d'intérêt	—	—	—	22	17	14
Contrats sur produits de base	5	(20)	57	—	—	—

¹ Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures. Il y a lieu de se reporter aux notes afférentes à nos états financiers consolidés.

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 2018, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017), et aucune garantie n'avait été fournie dans le cours normal des affaires au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 31 décembre 2018, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 6 millions de dollars (2 millions de dollars en 2017). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications de conventions comptables pour 2018

Produits tirés de contrats conclus avec des clients

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

Les nouvelles directives exigent également la présentation d'informations supplémentaires sur la nature, le montant, l'incertitude et le moment de la comptabilisation des produits et des flux de trésorerie y afférents.

Nos conventions comptables en ce qui a trait à la comptabilisation des produits d'exploitation n'ont pas fait l'objet de changements majeurs depuis l'adoption des nouvelles directives portant sur les produits tirés de contrats conclus avec des clients. Les résultats présentés pour 2018 reflètent l'application des nouvelles directives alors que les résultats correspondants de 2017 et de 2016 ont été établis et présentés conformément aux directives antérieures portant sur la comptabilisation des produits d'exploitation aussi appelées dans les présentes les « anciens PCGR des États-Unis ». Conformément aux anciens PCGR des États-Unis, les produits d'exploitation étaient constatés lorsque les risques et les avantages étaient transférés aux clients par la société au moment de la fourniture des biens et des services aux termes du contrat, pour un montant que la société prévoyait recouvrer auprès du client.

Conformément aux nouvelles directives appliquées en 2018, les produits d'exploitation sont comptabilisés lorsque nous avons satisfait à nos obligations de prestation en transférant le contrôle des biens ou des services promis à nos clients, selon un montant de contrepartie auquel nous nous attendons à avoir droit en échange de ces biens ou de ces services. Nous avons choisi d'avoir recours à une mesure de simplification pour comptabiliser les produits d'exploitation générés par les gazoducs aux États-Unis et certains gazoducs au Mexique sous contrats lorsque les montants sont facturés aux clients. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées selon la méthode transitoire rétrospective modifiée, et elles n'ont donné lieu à aucun écart important quant au moment et au montant de la constatation des produits d'exploitation.

Instruments financiers

En janvier 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des passifs financiers. Ces nouvelles directives modifient l'effet, à l'état des résultats, des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et de la comptabilisation des variations de la juste valeur des passifs financiers lorsque l'option de la juste valeur est choisie. Selon ces nouvelles directives, nous sommes aussi tenus d'évaluer la provision pour moins-value au titre des actifs d'impôts reportés pour ce qui est des titres d'emprunt disponibles à la vente conjointement avec d'autres actifs d'impôts reportés. Ces nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et elles n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Impôts sur le bénéfice

En octobre 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur l'incidence fiscale des transferts intraentités d'actifs autres que des stocks. Les nouvelles directives exigent la comptabilisation de l'impôt reporté et de l'impôt exigible liés à des transferts intraentités d'actifs au moment où le transfert a lieu. Les nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode rétrospective modifiée et ont donné lieu à un ajustement de 95 millions de dollars des bénéfices non répartis.

En février 2018, le FASB a publié de nouvelles directives permettant de reclasser dans les bénéfices non répartis, depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu, les incidences fiscales en suspens découlant de la réforme fiscale aux États-Unis. Les directives peuvent être appliquées soit à la période pour laquelle elles sont adoptées, soit rétrospectivement à chacune des périodes visées par la comptabilisation des effets du changement. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. La société a décidé d'adopter ces directives par anticipation au quatrième trimestre de 2018. Elle a eu recours à l'approche de portefeuille pour exclure les incidences fiscales du cumul des autres éléments du résultat étendu, pour les transférer dans les bénéfices non répartis. La société a appliqué ces directives de façon rétrospective à l'ouverture de la période d'adoption, ce qui a entraîné un ajustement de 17 millions de dollars des bénéfices non répartis.

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, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées de façon rétrospective et elles n'ont eu aucune incidence sur nos états financiers consolidés.

Avantages postérieurs au départ à la retraite

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

Comptabilité de couverture

En août 2017, le FASB a publié de nouvelles directives, faisant en sorte qu'un plus grand nombre de stratégies de couverture financière et non financière peuvent satisfaire aux critères d'applicabilité de la comptabilité de couverture. Les 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 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. Ces nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et l'adoption anticipée est permise. Ces nouvelles directives, que nous avons choisi d'adopter en date du 1^{er} janvier 2018, ont été appliquées de manière prospective et n'ont pas eu d'incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Décomptabilisation d'actifs non financiers

En février 2017, le FASB a publié de nouvelles directives qui précisent les dispositions définissant le champ d'application des actifs non financiers et la façon de répartir la contrepartie à chacun des actifs distincts et qui modifient les directives sur la décomptabilisation d'un actif non financier distinct dans le cadre de transactions de vente partielles. Ces nouvelles directives, qui sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2018, ont été mises en application selon une méthode transitoire rétrospective modifiée et elles n'ont eu aucune incidence significative sur nos états financiers consolidés.

Dépréciation de l'écart d'acquisition

En janvier 2017, le FASB a publié de nouvelles directives simplifiant le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les nouvelles directives éliminent la seconde étape du test de dépréciation, soit l'obligation de calculer la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition pour évaluer la charge de dépréciation. Les entités comptabiliseront plutôt une charge de dépréciation correspondant à l'excédent de la valeur comptable d'une unité d'exploitation sur sa juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, et l'adoption anticipée est permise. Nous avons décidé d'adopter ces directives au quatrième trimestre de 2018 puisqu'elles simplifiaient le test de dépréciation de l'écart d'acquisition. Les directives ont été appliquées de façon prospective et dans le cadre du test de dépréciation annuel de l'écart d'acquisition de 2018.

Modifications comptables futures

Contrats de location

En février 2016, le FASB a publié de nouvelles directives sur la comptabilisation des contrats de location. Les nouvelles directives modifient la définition de ce qui constitue un contrat de location et stipulent que le preneur à bail 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 preneurs à bail classeront les contrats de location en tant que contrats de location-financement ou de location-exploitation, 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. À l'heure actuelle, nous nous attendons à ce que la grande majorité de nos contrats de location dans lesquels nous intervenons en tant que bailleur soient toujours classés comme des contrats de location-exploitation en vertu de la nouvelle norme.

En janvier 2018, le FASB a publié une mesure de simplification facultative, aux fins de la transition, permettant d'omettre l'évaluation des servitudes non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location qui existaient ou qui étaient arrivées à échéance avant l'adoption par l'entité des nouvelles directives sur les contrats de location. L'entité qui choisit d'avoir recours à cette mesure de simplification est tenue de l'appliquer uniformément à la totalité de ses servitudes existantes ou échues non comptabilisées antérieurement à titre de contrats de location. Nous appliquerons cette mesure de simplification au moment du passage à la nouvelle norme.

Les nouvelles directives entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2019, l'adoption anticipée étant permise. Nous adopterons la nouvelle norme à sa date d'entrée en vigueur. Une approche transitoire rétrospective modifiée doit être employée aux fins de l'application de la nouvelle norme à tous les contrats de location déjà en vigueur à la date de première application, soit le 1^{er} janvier 2019. En juillet 2018, le FASB a publié une option de transition qui dispense les entités d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elles présentent dans leurs états financiers de l'exercice au cours duquel la norme est adoptée. Nous appliquerons cette option de transition et utiliserons la date d'entrée en vigueur comme date de première application. Par conséquent, l'information financière ne sera pas mise à jour et les obligations d'information requises en vertu de la nouvelle norme ne seront pas présentées pour les dates et les périodes antérieures au 1^{er} janvier 2019.

Nous opterons pour la série de mesures de simplification qui permettent aux entités de ne pas réévaluer les conclusions antérieures concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon les règles de la nouvelle norme.

Nous sommes d'avis que les répercussions les plus importantes de l'adoption auront trait à la comptabilisation, au bilan, des nouveaux actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents à nos contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant nos activités locatives. Les directives n'auront pas d'incidence sur notre état des résultats. Au moment de l'adoption, nous comptabiliserons un actif au titre du droit d'utilisation d'environ 606 millions de dollars et des obligations additionnelles liées aux contrats de location-exploitation d'environ 600 millions de dollars, le calcul étant fonction de la valeur actualisée des paiements minimaux résiduels au titre de la location pour ce qui est des contrats de location-exploitation existants. La nouvelle norme prévoit également des mesures de simplification applicables à la comptabilité courante. Nous choisirons l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme, et ce, pour l'ensemble des contrats de location admissibles. Ainsi, dans le cas de ces contrats de location admissibles, nous ne comptabiliserons pas d'actif au titre du droit d'utilisation ni d'obligation locative. De plus, nous appliquerons la mesure de simplification visant à ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels nous sommes le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont nous sommes le bailleur.

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.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Régimes de retraite à prestations déterminées

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui viennent modifier et préciser les obligations d'information concernant les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages postérieurs au départ à la retraite. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2021 et seront appliquées rétrospectivement, mais l'adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Coûts de mise en œuvre des ententes d'informatique en nuage

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives obligeant une entité partie à une entente d'hébergement qui constitue un contrat de service à suivre les directives applicables aux logiciels pour utilisation à l'interne afin de déterminer les coûts de mise en œuvre qui doivent être capitalisés et ceux qui doivent être comptabilisés en charges. Selon les directives, l'entité doit aussi amortir les coûts de mise en œuvre capitalisés relativement à une entente d'hébergement sur la durée de celle-ci. Les directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée est permise. Ces directives peuvent s'appliquer rétrospectivement ou prospectivement à tous les coûts de mise en œuvre engagés suivant la date de l'adoption. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

Consolidation

En octobre 2018, le FASB a publié de nouvelles directives visant à déterminer si les honoraires versés aux décideurs et aux prestataires de services constituent des droits variables pour les participations indirectes détenues par l'intermédiaire de parties liées sous contrôle commun. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020 et s'appliqueront de façon rétrospective, mais l'adoption anticipée est permise. Nous évaluons actuellement le moment et l'incidence de l'adoption de ces directives et n'avons pas encore déterminé quels en seront les effets sur nos états financiers consolidés.

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU BAII COMPARABLE AU BÉNÉFICE SECTORIEL

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2016
BAIIA comparable			
Gazoducs – Canada	2 379	2 144	2 182
Gazoducs – États-Unis	3 035	2 357	1 682
Gazoducs – Mexique	607	519	332
Pipelines de liquides	1 849	1 348	1 152
Énergie	752	1 030	1 281
Siège social	(59)	(21)	18
BAIIA comparable	8 563	7 377	6 647
Amortissement	(2 350)	(2 048)	(1 939)
BAII comparable	6 213	5 329	4 708
Postes particuliers :			
Dépréciation des actifs de Bison	(722)	—	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	(79)	—	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	(5)	—	—
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	170	—	—
Résiliation des contrats liant Bison	130	—	—
Gain de change – prêt intersociétés	5	63	—
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 la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	484	(844)
Gain sur la vente des 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)
Coûts de restructuration	—	—	(22)
Perte sur la vente de TC Offshore	—	—	(4)
Activités de gestion des risques ¹	52	62	123
Bénéfice sectoriel	5 764	4 684	2 313

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2018	2017	2016
Installations énergétiques au Canada	3	11	4
Installations énergétiques aux États-Unis	(11)	39	113
Commercialisation des liquides	71	—	(2)
Stockage de gaz naturel	(11)	12	8
Total des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	52	62	123

RÉSULTATS TRIMESTRIELS

Principales données financières trimestrielles consolidées

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

2018	T4	T3	T2	T1
Produits	3 904	3 156	3 195	3 424
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	928	785	734
Résultat comparable	946	902	768	864
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,19 \$	1,02 \$	0,88 \$	0,83 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,00 \$	0,86 \$	0,98 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$

2017	T4	T3	T2	T1
Produits	3 617	3 195	3 230	3 407
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	861	612	881	643
Résultat comparable	719	614	659	698
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,98 \$	0,70 \$	1,01 \$	0,74 \$
Résultat comparable par action ordinaire	0,82 \$	0,70 \$	0,76 \$	0,81 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$	0,625 \$

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

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

- des conditions météorologiques;
- de la demande des clients;
- des prix du marché pour le gaz naturel et l'électricité;
- des 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 2018 sont exclus :

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse attribuable aux mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars découlant de l'établissement des répercussions définitives de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts reportés de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts comptabilisé au titre de la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 15 millions de dollars après les impôts se rapportant à Tuscarora;
- une perte nette de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

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

- un bénéfice de 8 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

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

- une perte de 11 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

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

- un gain de 6 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, essentiellement attribuable au produit comptabilisé sur la vente de nos contrats de vente au détail.

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 nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- 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.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2017 sont exclus :

- une perte supplémentaire nette de 12 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- 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.

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 nos actifs de production 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.

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 nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de 7 millions de dollars, après les impôts, au titre des coûts liés au maintien des actifs du projet Keystone XL;
- 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.

POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2018

Résultats consolidés

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017
Gazoducs – Canada	450	333
Gazoducs – États-Unis	(34)	461
Gazoducs – Mexique	128	93
Pipelines de liquides	532	(932)
Énergie	315	472
Siège social	23	63
Total du bénéfice sectoriel	1 414	490
Intérêts débiteurs	(603)	(541)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	161	140
Intérêts créditeurs et autres	(215)	(9)
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	757	80
(Charge) recouvrement d'impôts	(38)	870
Bénéfice net	719	950
Perte nette (bénéfice net) attribuable aux participations sans contrôle	414	(49)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	1 133	901
Dividendes sur les actions privilégiées	41	40
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	861
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)	1,19 \$	0,98 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 231 millions de dollars (0,21 \$ par action) comparativement à la même période en 2017 en raison principalement des variations du bénéfice net indiquées ci-dessous et de l'effet dilutif des actions ordinaires émises en 2017 et en 2018 dans le cadre de notre RRD et de notre programme d'émission ACM.

Les résultats du quatrième trimestre de 2018 comprennent :

- un gain de 143 millions de dollars après les impôts lié à la vente de notre participation dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars découlant de la radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse attribuable aux mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars découlant de l'établissement des répercussions définitives de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts reportés de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition de 15 millions de dollars après les impôts se rapportant à Tuscarora;
- une perte de 7 millions de dollars après les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

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 nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- 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.

Le bénéfice net 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 et du résultat comparable

trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 092	861
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(143)	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(115)	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(52)	(804)
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(27)	(64)
Résiliation des contrats liant Bison	(25)	—
Dépréciation des actifs de Bison	140	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	15	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	7	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(136)
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	954
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	9
Activités de gestion des risques ¹	54	(101)
Résultat comparable	946	719
Bénéfice net par action ordinaire	1,19 \$	0,98 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :		
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	(0,16)	—
Radiation du passif réglementaire d'un pipeline structuré sous forme de société en commandite cotée en bourse	(0,13)	—
Réforme fiscale aux États-Unis	(0,06)	(0,92)
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	(0,03)	(0,08)
Résiliation des contrats liant Bison	(0,03)	—
Dépréciation des actifs de Bison	0,16	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	0,02	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	0,01	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	(0,16)
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	1,09
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	0,01
Activités de gestion des risques ¹	0,06	(0,10)
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	0,82 \$

1 trimestres clos les 31 décembre		
(en millions de dollars)	2018	2017
Commercialisation des liquides	81	15
Installations énergétiques au Canada	—	6
Installations énergétiques aux États-Unis	20	136
Stockage de gaz naturel	(5)	7
Change	(169)	(1)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	19	(62)
Total des (pertes) gains non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques	(54)	101

Rapprochement du BAIIA comparable et du résultat comparable

Le BAIIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains aspects des postes particuliers présentés ci-dessus et exclut les charges d'amortissement hors trésorerie.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 31 décembre	
	2018	2017
BAIIA comparable	2 453	1 903
Ajustements :		
Amortissement	(681)	(516)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(603)	(541)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	161	140
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	11	56
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(268)	(234)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(86)	(49)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(40)
Résultat comparable	946	719

BAIIA comparable et résultat comparable – comparaison de 2018 et de 2017

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2018 a été supérieur de 550 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2017, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement à la reprise de l'amortissement accru par suite de la hausse tarifaire approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL et à la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, aux ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes et à l'amortissement du montant net des passifs réglementaires comptabilisés par suite de la réforme fiscale aux États-Unis;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides et du résultat tiré des nouveaux pipelines mis en service à l'intérieur de l'Alberta au second semestre de 2017;
- le résultat plus élevé des gazoducs au Mexique par suite de changements dans le moment de la constatation des produits d'exploitation;
- le résultat inférieur de Bruce Power, principalement à cause de la baisse des volumes découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation.

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2018 a été supérieur de 227 millions de dollars, ou 0,21 \$ par action ordinaire, à celui de la période correspondante de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation de l'amortissement, principalement en ce qui concerne les gazoducs au Canada, à cause de la hausse des taux d'amortissement approuvés dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ sur le réseau principal et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL (hausse entièrement recouvrée, comme en témoigne la hausse du BAIIA comparable décrite ci-dessus, et qui n'a donc aucune incidence nette sur le résultat comparable) et de l'augmentation de l'amortissement découlant des nouveaux projets mis en service en 2017 et en 2018;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des titres et des billets échus;
- la diminution 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 pertes réalisées en 2018 alors qu'ils s'étaient soldés par des gains réalisés en 2017.

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

Points saillants, selon le secteur

Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a augmenté de 117 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 et équivaut au BAII comparable.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 18 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de la même période de 2017, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui fait suite à l'expansion constante des réseaux et d'une hausse des revenus incitatifs au titre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 11 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, en raison principalement de la hausse des revenus incitatifs découlant de la comptabilisation, pour l'exercice complet, de l'incidence de l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période de 2018 à 2020 sur réception de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal.

Le BAIIA comparable a augmenté de 249 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la période correspondante de 2017 principalement grâce à la reprise de l'amortissement accru découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision rendue en 2018 par l'ONÉ concernant le réseau principal au Canada et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL et par suite de la hausse des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs. L'incidence sur un exercice complet de la hausse de l'amortissement, des impôts sur le bénéfice transférés et des revenus incitatifs découlant de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal au Canada a été prise en compte au quatrième trimestre de 2018.

L'amortissement a augmenté de 132 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, principalement en raison de l'augmentation des taux d'amortissement approuvée dans le cadre de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal et du règlement visant le réseau de NGTL pour 2018-2019, ainsi que des installations du réseau de NGTL qui ont été mises en service en 2018.

Gazoducs – États-Unis

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a diminué de 495 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017.

Le bénéfice sectoriel du trimestre clos le 31 décembre 2018 comprenait les éléments suivants :

- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars se rapportant à Tuscarora;
- une somme de 130 millions de dollars au titre des paiements de résiliation reçus à l'égard de deux contrats de transport conclus par Bison, constatée dans les produits.

Ces montants sont présentés avant les impôts et la réduction au titre des participations sans contrôle de 74,5 % dans TC Pipelines, LP et ils ont été exclus du calcul du BAII comparable. L'appréciation du dollar américain au quatrième trimestre de 2018 a eu une incidence favorable sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement à la même période en 2017.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 a augmenté de 138 millions de dollars US par rapport à celui de la même période de 2017, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service ainsi que les ventes contractuelles supplémentaires d'ANR et de Great Lakes;
- l'augmentation du résultat attribuable à l'amortissement des passifs réglementaires nets comptabilisés en 2017, en partie contrebalancée par une réduction de certains tarifs de Columbia Gas par suite de la réforme fiscale aux États-Unis.

L'amortissement a augmenté de 18 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017 par suite de la mise en service de nouveaux projets.

Gazoducs – Mexique

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 35 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 et est l'équivalent du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 24 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de 2017, en raison de l'incidence :

- de l'accroissement des produits d'exploitation faisant suite aux changements apportés au moment de leur constatation;

- 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 débiteurs sur ce prêt intersociétés sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social;
- des résultats supplémentaires attribuables à une hausse des tarifs accordés par la CRE.

L'amortissement est resté à peu près constant pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017.

Pipelines de liquides

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 1 464 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017, et il tient compte des postes particuliers suivants :

- une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars avant les impôts inscrite en 2017 relativement au pipeline Énergie Est et aux projets connexes;
- des coûts de 11 millions de dollars, avant les impôts inscrits en 2017 relativement au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL, qui avaient été comptabilisés en charges en attendant l'avancement du projet;
- des gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 137 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à celui de la même période de 2017, en raison principalement des facteurs suivants :

- l'augmentation des volumes contractuels et non contractuels sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de l'accroissement des marges et des volumes;
- les apports supplémentaires des pipelines albertains Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation a commencé au deuxième semestre de 2017;
- la réduction des coûts liés à l'expansion des affaires du fait de la capitalisation des dépenses consacrées à Keystone XL en 2018;
- l'appréciation du dollar américain, qui a eu une incidence favorable sur le résultat comparable équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

L'amortissement a augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 en raison de la mise en service de nouvelles installations et de l'incidence de l'appréciation du dollar américain.

Énergie

Le bénéfice sectoriel du secteur de l'énergie a diminué de 157 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017. Il comprend les postes particuliers suivants :

- en 2018, un gain de 170 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne;
- une perte nette de 10 millions de dollars avant les impôts au titre de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Ces sommes ont été exclues du résultat comparable du secteur de l'énergie en 2018, car nous considérons que la résiliation progressive des contrats résiduels ne fait pas partie de nos activités sous-jacentes. Notre portefeuille de contrats devrait s'éteindre progressivement jusqu'au milieu de 2020;
- 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 de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- 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 BAIIA comparable du secteur de l'énergie a diminué de 47 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 comparativement à la même période de 2017, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution du résultat de Bruce Power, imputable principalement à la baisse des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est par suite de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018 et de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017, en partie compensées par la hausse des marges réalisées par les installations énergétiques de l'Ouest sur des volumes d'électricité accrus;

- la réduction du résultat des activités de stockage de gaz naturel causée par les contraintes liées aux gazoducs sur le marché albertain, qui ont limité notre capacité à accéder à nos installations de stockage, et par le resserrement des écarts sur les prix du stockage de gaz naturel réalisés qui en a découlé.

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 par rapport à la même période de 2017 en raison principalement de la cessation de l'amortissement de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente au 30 juin 2018.

Siège social

Le bénéfice sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 a diminué de 40 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2017 et il comprend les postes particuliers suivants :

- des gains 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.

Le BAIIA comparable a diminué de 33 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2018, par rapport à la période correspondante de 2017, 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
PJ/j	pétajoule par jour
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	Moyenne des actifs en service, du fonds de roulement et des montants reportés utilisés aux fins de l'établissement des tarifs réglementés.
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
CALT	Compte d'ajustement à long terme
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
RRD	Régime de réinvestissement des dividendes
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TransCanada
SSDE	Santé, sécurité, durabilité et environnement

Termes comptables

CATR	Comptabilité des activités à tarifs réglementés
FASB	Financial Accounting Standards Board (États-Unis)
PCGR	Principes comptables généralement reconnus des États-Unis
RCA	Rendement du capital-actions ordinaire

Organismes gouvernementaux et de réglementation

AER	Alberta Energy Regulator
CCIR	Carbon Competitiveness Incentive Regulation
CEPA	Canadian Energy Pipeline Association
CFE	Comisión Federal de Electricidad (Mexique)
CGA	Canadian Gas Association
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)
NYSE	Bourse de New York
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario (Canada)
ONÉ	Office national de l'énergie (Canada)
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PHMSA	Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration
SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis
SGER	Specified Gas Emitters Regulation (règlement remplacé par le CCIR)
SIERE	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TSX	Bourse de Toronto