

# Rapport de gestion

Le 12 février 2020

Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé de dénomination et s'appelle maintenant Corporation TC Énergie (« TC Énergie »). Ce nouveau nom d'entreprise reflète mieux l'étendue de nos activités et renforce notre position en tant que chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord.

Le présent rapport de gestion renferme des renseignements visant à aider le lecteur à prendre des décisions d'investissement au sujet de TC Énergie. 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 2019.

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 2019, qui ont été dressés selon les PCGR des États-Unis.

---

## Table des matières

<b>AU SUJET DE LA PRÉSENTE PUBLICATION</b>	6
<b>AU SUJET DE LA SOCIÉTÉ</b>	10
• Trois entreprises essentielles	11
• Notre stratégie	12
• Programme d'investissement	14
• Points saillants des résultats financiers de 2019	17
• Perspectives	24
<b>ENTREPRISE DE GAZODUCS</b>	26
<b>GAZODUCS – CANADA</b>	34
<b>GAZODUCS – ÉTATS-UNIS</b>	40
<b>GAZODUCS – MEXIQUE</b>	46
<b>PIPELINES DE LIQUIDES</b>	51
<b>ÉNERGIE ET STOCKAGE</b>	61
<b>SIÈGE SOCIAL</b>	72
<b>SITUATION FINANCIÈRE</b>	78
<b>AUTRES RENSEIGNEMENTS</b>	90
• Gestion des risques d'entreprise	90
• Contrôles et procédures	101
• Estimations comptables critiques	102
• Instruments financiers	104
• Modifications comptables	105
• Résultats trimestriels	106
<b>GLOSSAIRE</b>	116

## Au sujet de la présente publication

Les termes « la société », « elle », « sa », « ses », « nous », « notre », « nos » et « TC Énergie » dont fait mention le présent rapport de gestion renvoient à Corporation TC Énergie et ses filiales. Les abréviations et les acronymes qui ne sont pas définis dans le texte le sont dans le glossaire, à la page 116. Tous les renseignements sont en date du 12 février 2020 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;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- 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, les obligations contractuelles, les engagements et les passifs éventuels;
- les processus de réglementation à suivre et les résultats prévus;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les réclamations d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications au régime fiscal et aux normes comptables à venir;
- 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;
- les arrêts d'exploitation prévus et imprévus et le taux d'utilisation de nos actifs pipeliniers, énergétiques et de stockage;
- 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, énergétiques et de stockage;
- la capacité vendue et les prix obtenus par nos entreprises pipelinières;
- le montant des paiements de capacité et des produits tirés de nos actifs de production d'électricité 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;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales, notamment dans le domaine environnemental;
- la concurrence dans les secteurs où nous exerçons nos activités;
- 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.

Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres encore, 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 TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles sur SEDAR ([www.sedar.com](http://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.

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 :

- des gains ou des pertes sur la vente d'actifs ou d'actifs destinés à la vente;
- des remboursements d'impôts et des ajustements apportés aux taux d'imposition en vigueur;
- certains ajustements de la juste valeur touchant des activités de gestion des risques;
- des règlements issus d'actions en justice ou d'ententes contractuelles et des règlements dans le cadre de faillites;
- la dépréciation des écarts d'acquisition, d'investissements et d'autres actifs;
- les coûts d'acquisition et d'intégration;
- des coûts de restructuration.

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 comparable	Mesure conforme aux PCGR
BAlIA comparable	bénéfice sectoriel
BAlI 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

### BAlIA comparable et BAlI comparable

Le BAlIA comparable représente le bénéfice sectoriel ajusté en fonction de certains postes particuliers, exclusion faite des charges d'amortissement hors trésorerie. Nous utilisons le BAlIA 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 BAlI 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 aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur pour consulter un rapprochement de ces mesures et du bénéfice sectoriel.

### Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

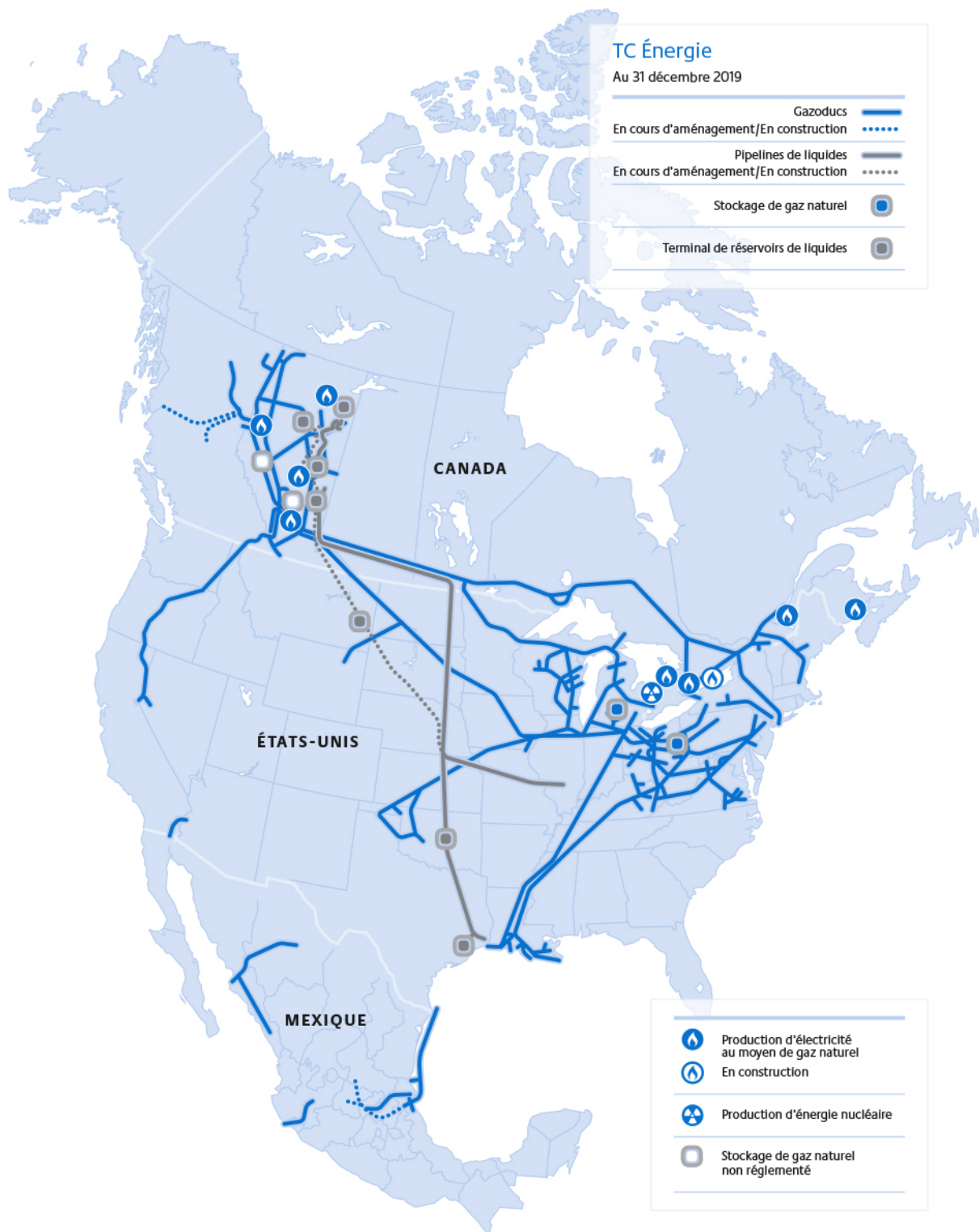
Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, la charge d'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.

## Au sujet de la société

Forte d'une expérience de plus de 65 ans, TC Énergie 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, soit Gazoducs, Pipelines de liquides et Énergie et stockage. 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 et stockage. 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 TC Énergie et leur fournit divers autres services.

### Exercice en un coup d'œil

<b>aux 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Total de l'actif par secteur</b>		
Gazoducs – Canada	<b>21 983</b>	18 407
Gazoducs – États-Unis <sup>1</sup>	<b>41 627</b>	44 115
Gazoducs – Mexique	<b>7 207</b>	7 058
Pipelines de liquides <sup>2</sup>	<b>15 931</b>	17 352
Énergie et stockage <sup>3</sup>	<b>7 788</b>	8 475
Siège social	<b>4 743</b>	3 513
	<b>99 279</b>	98 920

1 Compte tenu des actifs de Columbia Midstream en 2018. Ces actifs ont été vendus le 1<sup>er</sup> août 2019.

2 Reflète la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier le 17 juillet 2019.

3 Compte tenu de la centrale de Coolidge en 2018. Cette centrale a été vendue le 21 mai 2019.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Total des produits par secteur</b>		
Gazoducs – Canada	<b>4 010</b>	4 038
Gazoducs – États-Unis <sup>1</sup>	<b>4 978</b>	4 314
Gazoducs – Mexique	<b>603</b>	619
Pipelines de liquides <sup>2</sup>	<b>2 879</b>	2 584
Énergie et stockage <sup>3</sup>	<b>785</b>	2 124
	<b>13 255</b>	13 679

1 Compte tenu des actifs de Columbia Midstream jusqu'à leur vente, le 1<sup>er</sup> août 2019.

2 Reflète la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier le 17 juillet 2019.

3 Compte tenu de la centrale de Coolidge jusqu'à sa vente le 21 mai 2019, ainsi que des actifs de Cartier Énergie éolienne jusqu'à leur vente en octobre 2018.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>BAIIA comparable par secteur</b>		
Gazoducs – Canada	<b>2 274</b>	2 379
Gazoducs – États-Unis <sup>1</sup>	<b>3 480</b>	3 035
Gazoducs – Mexique	<b>605</b>	607
Pipelines de liquides <sup>2</sup>	<b>2 192</b>	1 849
Énergie et stockage <sup>3</sup>	<b>832</b>	752
Siège social	<b>(17)</b>	(59)
	<b>9 366</b>	8 563

1 Compte tenu des actifs de Columbia Midstream jusqu'à leur vente, le 1<sup>er</sup> août 2019.

2 Reflète la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier le 17 juillet 2019.

3 Compte tenu de la centrale de Coolidge jusqu'à sa vente le 21 mai 2019, ainsi que des actifs de Cartier Énergie éolienne jusqu'à leur vente en octobre 2018.

## NOTRE STRATÉGIE

Nous nous voyons devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, concentrée sur les possibilités qui se présentent à l'égard des infrastructures dans des régions où nous bénéficions ou pourrions bénéficier d'un solide avantage concurrentiel.

Nos infrastructures regroupent des actifs pipeliniers et de stockage qui transportent, stockent et livrent du gaz naturel et du pétrole brut ainsi que des actifs de production d'électricité qui répondent aux besoins des entreprises et des collectivités de tout le continent. Tirant parti des principaux éléments de notre stratégie, exposés ci-dessous, nous gérons depuis plusieurs dizaines d'années notre portefeuille de manière à saisir les occasions qui se présentent tout en limitant les risques. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'entreprise » pour en savoir plus.

### Éléments clés de notre 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, qui desservent les corridors stratégiques de l'Amérique du Nord et reposent sur des 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 ainsi que des installations de stockage; ils relient les bassins d'approvisionnement à faible coût aux marchés de l'Amérique du Nord et aux marchés d'exportation, stables et en plein essor, ce qui les rend aptes à produire des flux de trésorerie et des résultats prévisibles et durables.
- Nos actifs de production d'électricité et de stockage non réglementés sont pour la plupart visés par des contrats à long terme qui nous procurent des flux de trésorerie et des revenus stables.

#### 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, composé de 30 milliards de dollars destinés à des projets garantis et de 21 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 vaste présence géographique nous procure des occasions de croissance sans cesse renouvelées.
- 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 notre 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 pipelinaires et d'autres installations énergétiques.
- La sécurité, la rentabilité et la responsabilité à l'égard des facteurs environnementaux, sociaux et de gouvernance (« ESG ») sous-tendent chacun de nos investissements.

#### 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, qui tiennent compte de la résilience future et qui permettent de diversifier l'accès à de nouvelles régions d'approvisionnement et à de nouveaux marchés intéressants qui cadrent avec notre tolérance au risque. Se reporter à la rubrique « Gestion des risques d'entreprise » pour en savoir plus.
- Nous nous concentrons sur des projets de croissance réglementés ou visés par des ententes commerciales à long terme 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 propres au secteur de l'énergie et nous analysons la performance de notre portefeuille dans divers scénarios en tenant compte des recommandations du Groupe de travail sur l'information financière relative aux changements climatiques (« GIFCC »). Les résultats de ces scénarios nous aident à repérer les occasions d'assurer notre résilience, de renforcer nos actifs ou d'accroître la diversification de notre portefeuille au besoin.

#### 4 Maximiser notre capacité concurrentielle

- Nous cherchons constamment à perfectionner nos compétences fondamentales dans des secteurs d'importance clé pour la durabilité et le respect des facteurs ESG 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. Nous ne perdons jamais de vue notre raison d'être : apporter à la population l'énergie dont elle a besoin, jour après jour, d'une manière sûre et responsable et en respectant les valeurs de collaboration et d'intégrité qui sont les nôtres.

- Gouvernance et leadership forts – Notre approche de l'éthique des affaires, de la gestion des risques d'entreprise, du comportement à l'égard de nos concurrents, de nos compétences en exploitation et en élaboration de stratégies et de soutien financier, juridique, commercial et réglementaire obéit à des règles de gouvernance strictes.
- Portefeuille de grande qualité – Notre modèle commercial durable et à faible risque nous procure l'envergure et la présence nécessaires pour maximiser la valeur de nos actifs à long terme et de nos positions commerciales à toutes les étapes du cycle économique.
- Discipline rigoureuse – Notre personnel, pour qui le travail se fait toujours dans le respect des valeurs, possède un niveau élevé de compétences en conception, construction et exploitation d'infrastructures énergétiques. Nos employés font de l'excellence opérationnelle une priorité et sont engagés envers la santé, la sécurité, la durabilité et la protection de l'environnement.
- Position financière – Notre performance financière est solide et constante, tout comme notre stabilité financière et notre rentabilité à long terme; notre démarche sur le plan de l'investissement de capitaux est disciplinée. Nous sommes à même d'accéder à des montants en capitaux considérables pour assurer notre croissance et maintenir l'équilibre entre la croissance des dividendes sur nos actions ordinaires et la souplesse financière nécessaire pour financer nos programmes d'investissement dans toutes les conditions de marché. De plus, nous veillons à maintenir la simplicité et la clarté de nos activités et de notre structure d'entreprise.
- Engagement envers la durabilité et les facteurs ESG – Nous nous efforçons d'interagir avec l'environnement, les associations autochtones, les communautés et les propriétaires fonciers dans une visée à long terme. Nous veillons à la transparence de nos communications relatives à la durabilité avec toutes les parties en cause.
- Communications franches – Nous entretenons avec soin nos relations avec nos clients et nos actionnaires et veillons à communiquer clairement nos perspectives à nos investisseurs, tant les appréciations de valeur que les risques, afin d'obtenir leur confiance et leur soutien.

## Nos préférences en matière de risque

Voici un aperçu 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, à des partenariats et à la gestion de notre portefeuille. Réserver les émissions d'actions ordinaires à la réalisation des occasions transformatrices.

### Entreprendre des projets dont les risques sont connus et acceptables

- Choisir des investissements dont le risque d'exécution est connu, acceptable et gérable et qui tiennent compte de la durabilité.

### 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.

### Gérer nos emprunts de sorte que notre cote de crédit soit toujours parmi les meilleures du secteur

- Maintenir une cote de crédit saine, de qualité supérieure, constitue un important avantage concurrentiel, et TC Énergie s'efforcera de faire en sorte que sa cote se classe parmi les meilleures du secteur 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.

## PROGRAMME D'INVESTISSEMENT

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

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 30 milliards de dollars de projets garantis, qui sont des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial en construction ou en processus d'obtention de permis. Notre programme comprend en outre une somme de 21 milliards de dollars de projets en cours d'aménagement, qui 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 restent conditionnels à l'obtention de certaines autorisations d'importance capitale.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans les 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.

En 2019, des projets visant la capacité totalisant environ 8,7 milliards de dollars ont été mis en service; il s'agit notamment de Mountaineer XPress, de Golf XPress, de prolongements du réseau de NGTL et des pipelines Sur de Texas et White Spruce. Des dépenses d'investissement de maintien d'environ 2 milliards de dollars ont aussi été engagées.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et de calendrier de réalisation 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 <sup>1</sup>	Valeur comptable au 31 décembre 2019
<b>Gazoducs – Canada</b>			
Réseau principal au Canada	2020-2023	0,4	0,1
Réseau de NGTL <sup>2</sup>	2020	3,4	2,5
	2021	2,6	0,2
	2022	1,8	—
	2023+	1,5	—
Coastal GasLink <sup>3,4</sup>	2023	6,6	1,2
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2020-2022	1,9	—
<b>Gazoducs – États-Unis</b>			
Modernisation II (Columbia Gas)	2020	1,1 US	0,7 US
Autres investissements dans la capacité	2020-2023	1,5 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2020-2022	2,1 US	—
<b>Gazoducs – Mexique</b>			
Villa de Reyes	2020	0,9 US	0,8 US
Tula <sup>5</sup>	—	0,8 US	0,6 US
<b>Pipelines de liquides</b>			
Autres investissements dans la capacité	2020	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2020-2022	0,1	—
<b>Énergie et stockage</b>			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>6</sup>	2020-2023	2,4	0,8
<b>Autres</b>			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables <sup>7</sup>	2020-2022	0,4	—
		<b>27,6</b>	<b>7,0</b>
Incidence du change sur les projets garantis <sup>8</sup>		<b>1,9</b>	<b>0,7</b>
<b>Total des projets garantis (en dollars CA)</b>		<b>29,5</b>	<b>7,7</b>

1 Reflète l'intégralité des coûts relatifs aux actifs détenus en propriété exclusive ou par l'intermédiaire de TC PipeLines, LP, de même que les apports en trésorerie à nos investissements dans des coentreprises.

2 Comprend une somme de 0,6 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de gazoducs Foothills relié au programme de livraison parcours ouest.

3 Reflète la totalité des capitaux nécessaires au projet de Coastal GasLink, avant l'incidence de la coentreprise annoncée et la conclusion du financement de projet prévu.

4 La valeur comptable est présentée déduction faite des encaissements obtenus en 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.

5 Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès des consultations que mène le Secrétariat de l'Énergie auprès de la population autochtone. L'achèvement du projet est prévu environ deux ans après la fin des consultations. Le tronçon est du pipeline de Tula est prêt à assurer des services de transport interruptibles.

6 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.

7 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 et stockage.

8 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,30 au 31 décembre 2019.

## 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 <sup>1</sup>	Valeur comptable au 31 décembre 2019
<b>Gazoducs – Canada</b>		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
<b>Gazoducs – États-Unis</b>		
Autres investissements dans la capacité <sup>2</sup>	0,7 US	—
<b>Pipelines de liquides</b>		
Keystone XL <sup>3</sup>	8,0 US	1,1 US
Terminaux de Heartland et de TC <sup>4</sup>	0,9	0,1
Grand Rapids, phase II <sup>4</sup>	0,7	—
Terminal Hardisty <sup>4</sup>	0,3	0,1
<b>Énergie et stockage</b>		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie <sup>5</sup>	5,8	0,1
	<b>18,3</b>	<b>1,4</b>
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement <sup>6</sup>	<b>2,6</b>	<b>0,3</b>
<b>Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)</b>	<b>20,9</b>	<b>1,7</b>

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

2 Comprend les projets assujettis à l'obtention d'une décision d'investissement finale positive de la part des clients.

3 La valeur comptable tient compte du montant restant après déduction de la charge de dépréciation de 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis janvier 2018. Une partie de cette valeur comptable est recouvrable, dans certaines conditions, auprès des expéditeurs.

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

5 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.

6 Compte tenu d'un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,30 au 31 décembre 2019.

## POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DE 2019

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 et les fonds provenant de l'exploitation comparables 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 et les pages 21 et 79 ainsi que les pages sur les résultats financiers de chaque secteur pour des rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Bénéfice</b>			
Produits	<b>13 255</b>	13 679	13 449
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	<b>3 976</b>	3 539	2 997
par action ordinaire – de base	<b>4,28 \$</b>	3,92 \$	3,44 \$
– dilué(e)	<b>4,27 \$</b>	3,92 \$	3,43 \$
BAIIA comparable	<b>9 366</b>	8 563	7 377
Résultat comparable	<b>3 851</b>	3 480	2 690
par action ordinaire	<b>4,14 \$</b>	3,86 \$	3,09 \$
<b>Flux de trésorerie</b>			
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<b>7 082</b>	6 555	5 230
Fonds provenant de l'exploitation comparables	<b>7 117</b>	6 522	5 641
Dépenses d'investissement <sup>1</sup>	<b>8 784</b>	10 929	9 210
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	<b>2 398</b>	614	4 683
Remboursement de coûts liés aux projets d'investissement en cours d'aménagement	—	470	634
<b>Bilan</b>			
Total de l'actif	<b>99 279</b>	98 920	86 101
Dette à long terme	<b>36 985</b>	39 971	34 741
Billets subordonnés de rang inférieur	<b>8 614</b>	7 508	7 007
Actions privilégiées	<b>3 980</b>	3 980	3 980
Participations sans contrôle	<b>1 634</b>	1 655	1 852
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	<b>26 783</b>	25 358	21 059
<b>Dividendes déclarés<sup>2</sup></b>			
par action ordinaire	<b>3,00 \$</b>	2,76 \$	2,50 \$
<b>Actions ordinaires – de base (en millions)</b>			
– nombre moyen pondéré pour l'exercice	<b>929</b>	902	872
– émises et en circulation à la fin de l'exercice	<b>938</b>	918	881

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 78 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)	2019	2018	2017
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>			
Gazoducs – Canada	1 115	1 250	1 236
Gazoducs – États-Unis	2 747	1 700	1 760
Gazoducs – Mexique	490	510	426
Pipelines de liquides	1 848	1 579	(251)
Énergie et stockage	455	779	1 552
Siège social	(70)	(54)	(39)
<b>Total du bénéfice sectoriel</b>	<b>6 585</b>	<b>5 764</b>	<b>4 684</b>
Intérêts débiteurs	(2 333)	(2 265)	(2 069)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	475	526	507
Intérêts créditeurs et autres	460	(76)	184
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>5 187</b>	<b>3 949</b>	<b>3 306</b>
(Charge) recouvrement d'impôts	(754)	(432)	89
<b>Bénéfice net</b>	<b>4 433</b>	<b>3 517</b>	<b>3 395</b>
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	(293)	185	(238)
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>4 140</b>	<b>3 702</b>	<b>3 157</b>
Dividendes sur les actions privilégiées	(164)	(163)	(160)
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>3 976</b>	<b>3 539</b>	<b>2 997</b>
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>			
– de base	4,28 \$	3,92 \$	3,44 \$
– dilué	4,27 \$	3,92 \$	3,43 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires s'est chiffré en 2019 à 4,0 milliards de dollars, ou 4,28 \$ par action (3,5 milliards de dollars, ou 3,92 \$ par action, en 2018; 3,0 milliards de dollars, ou 3,44 \$ par action, en 2017). Le bénéfice net par action ordinaire a augmenté de 0,36 \$ par action en 2019 comparativement à 2018 en raison des variations du bénéfice net et de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre programme d'émission au cours du marché en 2017 et en 2018 et dans le cadre de notre RRD.

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 :

### 2019

- une reprise de 195 millions de dollars sur la provision pour moins-value liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable;
- un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, sur la vente partielle de Northern Courier;
- un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de la centrale de Coolidge;
- une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés (la « CATR »);
- une perte de 194 millions de dollars, après les impôts, se rapportant à nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui sont destinées à la vente. Le total de la perte, après les impôts, sur cette vente devrait s'établir à 280 millions de dollars. La partie non comptabilisée de cette perte au 31 décembre 2019 correspond essentiellement aux coûts qui devront être engagés d'ici la mise en service de la centrale de Napanee, y compris les intérêts capitalisés et les ajustements de clôture prévus, et sera comptabilisée au plus tard à la clôture de cette transaction, qui devrait avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2020;
- une perte de 152 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream;
- une perte de 6 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

## 2018

- 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;
- 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 inscrit relativement à la résiliation de 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.

## 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.

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

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>3 976</b>	3 539	2 997
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>			
Reprise sur la provision pour moins-value aux États-Unis	<b>(195)</b>	—	—
Gain sur la vente partielle du pipeline Northern Courier	<b>(115)</b>	—	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	<b>(54)</b>	—	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	<b>(32)</b>	—	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	<b>194</b>	—	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	<b>152</b>	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>6</b>	4	—
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 de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(27)	(307)
Résiliation des contrats liant Bison	—	(25)	—
Dépréciation des actifs de Bison	—	140	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	—	15	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	—	(136)
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	(7)
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	—	—	954
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	—	—	69
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	—	28
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>(81)</b>	144	(104)
<b>Résultat comparable</b>	<b>3 851</b>	3 480	2 690
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>4,28 \$</b>	3,92 \$	3,44 \$
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>			
Reprise sur la provision pour moins-value aux États-Unis	<b>(0,21)</b>	—	—
Gain sur la vente partielle du pipeline Northern Courier	<b>(0,12)</b>	—	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	<b>(0,06)</b>	—	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	<b>(0,03)</b>	—	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	<b>0,21</b>	—	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	<b>0,16</b>	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>0,01</b>	0,01	—
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 de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(0,03)	(0,34)
Résiliation des contrats liant Bison	—	(0,03)	—
Dépréciation des actifs de Bison	—	0,16	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	—	0,02	—
Gain sur la vente des actifs d'énergie solaire en Ontario	—	—	(0,16)
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	(0,01)
Charge de dépréciation du pipeline Énergie Est	—	—	1,09
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration – Columbia	—	—	0,08
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	—	0,03
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>(0,10)</b>	0,16	(0,12)
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>4,14 \$</b>	3,86 \$	3,09 \$



1	exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
	(en millions de dollars)			
	Commercialisation des liquides	(72)	71	—
	Installations énergétiques au Canada	—	3	11
	Installations énergétiques aux États-Unis	(52)	(11)	39
	Stockage de gaz naturel	(11)	(11)	12
	Intérêts	—	—	(1)
	Change	245	(248)	88
	Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	(29)	52	(45)
	<b>Total des gains (pertes) découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>81</b>	<b>(144)</b>	<b>104</b>

## 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. Pour plus de précisions sur le rapprochement du BAIIA comparable, se reporter aux rubriques « Résultats financiers » de chaque secteur.

exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
(en millions de dollars)			
<b>BAIIA comparable</b>			
Gazoducs – Canada	2 274	2 379	2 144
Gazoducs – États-Unis	3 480	3 035	2 357
Gazoducs – Mexique	605	607	519
Pipelines de liquides	2 192	1 849	1 348
Énergie et stockage	832	752	1 030
Siège social	(17)	(59)	(21)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>9 366</b>	<b>8 563</b>	<b>7 377</b>
Amortissement	(2 464)	(2 350)	(2 048)
Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable	(2 333)	(2 265)	(2 068)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	475	526	507
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	162	177	159
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(898)	(693)	(839)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	(293)	(315)	(238)
Dividendes sur les actions privilégiées	(164)	(163)	(160)
<b>Résultat comparable</b>	<b>3 851</b>	<b>3 480</b>	<b>2 690</b>

## BAIIA comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le BAIIA comparable de 2019 a été supérieur de 803 millions de dollars à celui de 2018, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis découlant essentiellement du résultat supplémentaire tiré de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie contrebalancé par le résultat inférieur occasionné par la résiliation de contrats liant Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) et la vente de certains actifs de Columbia Midstream, le 1<sup>er</sup> août 2019;
- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat tiré des activités de commercialisation des liquides, en partie annulé par le recul du résultat par suite de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, le 17 juillet 2019;
- le résultat plus élevé du secteur Énergie et stockage, principalement attribuable à l'accroissement des résultats de Bruce Power sous l'effet de la hausse des prix de l'électricité réalisés, facteur en partie contrebalancé par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne fin 2018 et la vente de la centrale de Coolidge, le 21 mai 2019;
- l'apport moins élevé des gazoducs au Canada imputable principalement à la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau principal au Canada par suite de l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période 2018-2020 (la « décision de 2018 de l'ONÉ ») et au réseau de NGTL par suite de l'instauration par le gouvernement canadien de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt; ces facteurs ont été en partie neutralisés par la hausse du résultat de base et l'amortissement liés au réseau de NGTL, où plusieurs installations additionnelles ont été mises en service;

- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines.

#### **BAIIA 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 supplémentaire 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 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 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 résultat moins élevé du secteur Énergie et stockage imputable surtout à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis au deuxième trimestre de 2017 et à baisse des volumes de Bruce Power découlant du nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation et les résultats moins élevés tirés des activités de passation de contrats.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certaines charges de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont les impôts sur le bénéfice et l'amortissement, l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt en 2019 et la charge d'amortissement accrue influent sur notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter sur notre bénéfice net.

#### **Résultat comparable – comparaison de 2019 et de 2018**

Le résultat comparable de 2019 a été supérieur de 371 millions de dollars, ou 0,28 \$ par action ordinaire, à celui de 2018. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la charge d'impôts plus élevée imputable à l'accroissement du bénéfice comparable avant les impôts et à la diminution des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau principal au Canada par suite de la décision de 2018 de l'ONÉ et au réseau de NGTL du fait de l'incidence de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt;
- l'augmentation de la charge d'amortissement, en grande partie en ce qui concerne les gazoducs aux États-Unis, sous l'effet de la mise en service de nouveaux projets. L'amortissement des gazoducs au Canada a augmenté aussi, mais la charge est entièrement recouverte par le truchement de la tarification au moyen des coûts transférés, comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable, de sorte que son effet sur le résultat comparable est négligeable;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus, à l'incidence du change sur la conversion des intérêts libellés en dollars US et aux emprunts à court terme plus élevés, facteurs en partie compensés par l'augmentation des intérêts capitalisés;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie contrebalancée par les dépenses en immobilisations consacrées au réseau de NGTL et par notre investissement continu dans nos projets au Mexique.

#### **Résultat comparable – comparaison de 2018 et de 2017**

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 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 au Canada et dans le règlement de 2018-2019 visant le réseau de NGTL (hausse entièrement recouverte par l'intermédiaire de la tarification, comme il est mentionné ci-dessus) ainsi que l'amortissement supplémentaire 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 bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

En 2019 et en 2018, le résultat comparable par action a subi l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre programme d'émission au cours du marché en 2018 et en 2017 et de notre RRD. 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 7,1 milliards de dollars et les fonds provenant de l'exploitation comparables, à 7,1 milliards de dollars, soit une progression de 8 % et de 9 %, respectivement, en 2019, comparativement à 2018. Cette augmentation est essentiellement attribuable à l'augmentation du résultat comparable décrite précédemment, ainsi qu'aux distributions accrues reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. 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.

## Fonds liés aux activités d'investissement

### Dépenses d'investissement<sup>1</sup>

exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2019	2018	2017
Gazoducs – Canada	3 906	2 478	2 181
Gazoducs – États-Unis	2 516	5 771	3 830
Gazoducs – Mexique	357	797	1 954
Pipelines de liquides	954	581	529
Énergie et stockage	1 019	1 257	675
Siège social	32	45	41
	<b>8 784</b>	<b>10 929</b>	<b>9 210</b>

<sup>1</sup> 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 8,8 milliards de dollars en projets d'investissement en 2019 pour préserver et 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 2019 comprenait des apports de 0,6 milliard de dollars à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation principalement liés à Bruce Power.

En 2018, nous avons investi 10,9 milliards de dollars en projets d'investissement, somme qui 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 avait été en partie compensé par des coûts préalables à la décision d'investissement finale de 470 millions de dollars qui avaient été remboursés par les participants à la coentreprise avec LNG Canada en 2018.

### Produit de la vente d'actifs

En 2019, nous avons mené à terme les transactions suivantes aux fins de la gestion de notre portefeuille :

- la vente de certains actifs de Columbia Midstream pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- la vente de la centrale de Coolidge pour un produit de 448 millions de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier pour un produit de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture.

En plus du produit tiré des transactions susmentionnées, nous avons reçu une distribution de 1,0 milliard de dollars sur l'émission de titres d'emprunt de Northern Courier qui a précédé la vente de la participation.

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.

## Bilan

Nous continuons de maintenir une situation financière solide tout en ayant accru le total de nos actifs de 359 millions de dollars en 2019. Au 31 décembre 2019, les capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, y compris les participations sans contrôle, comptaient pour 35 % de la structure du capital (34 % en 2018), et les autres capitaux subordonnés sous forme de billets subordonnés de rang inférieur et d'actions privilégiées comptaient pour 16 % (14 % en 2018). Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur notre structure de capital.

## Dividendes

Nous avons majoré de 8 % le dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation pour le faire passer à 0,81 \$ par action ordinaire pour le trimestre qui sera clos le 31 mars 2020, ce qui correspond à un dividende annuel de 3,24 \$ par action ordinaire. Il s'agit du 20<sup>e</sup> exercice consécutif au cours duquel le dividende sur les actions ordinaires est majoré, en phase avec notre objectif de 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 et de 5 % à 7 % par la suite.

### Régime de réinvestissement des dividendes

Aux termes du RRD, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie.

Entre le 1<sup>er</sup> juillet 2016 et le 31 octobre 2019, des actions ordinaires ont été émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte de 2 % par rapport aux prix du marché sur une période donnée.

Depuis le dividende déclaré le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie sont achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

### Dividendes en trésorerie versés

<b>exercices clos les 31 décembre</b> (en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Actions ordinaires	<b>1 798</b>	1 571	1 339
Actions privilégiées	<b>160</b>	158	155

## PERSPECTIVES

### Résultat comparable

Notre résultat comparable par action ordinaire de 2020 devrait être semblable à celui de 2019, compte tenu de l'incidence nette qu'auront les éléments suivants :

- l'augmentation de la base d'investissement moyenne pour le réseau de NGTL;
- la baisse du taux d'imposition effectif, sous réserve de l'incidence encore incertaine des règles définitives faisant suite à la réforme fiscale aux États-Unis et des récentes réformes fiscales promulguées au Mexique, dont il est question à la rubrique « Siège social » du présent rapport de gestion;
- l'incidence sur un exercice complet des actifs mis en service en 2019, des nouveaux projets qui seront mis en service en 2020 et de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction constituée à l'égard des dépenses en immobilisations du réseau de NGTL en 2020;
- les frais d'aménagement de certains projets d'investissement.

Ces éléments étant annulés par :

- les monétisations d'actifs réalisées en 2019 et en 2020;
- la réduction prévue des marges et des volumes réalisés par le réseau d'oléoducs Keystone et notre entreprise de commercialisation des liquides en raison de l'évolution de la conjoncture du marché;
- le repli de la production d'électricité de Bruce Power en raison du début de l'arrêt d'exploitation nécessaire au remplacement des composantes principales du réacteur 6;
- l'augmentation des charges financières imputable à la diminution des intérêts capitalisés et à la réduction de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction après la mise en service de nouveaux actifs.

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

Nous prévoyons consacrer environ 8 milliards de dollars en 2020 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 2020 concernera les dépenses consacrées à l'expansion du réseau de NGTL, aux projets de modernisation de Columbia Gas, à l'allongement du cycle de vie de Bruce Power, aux dépenses d'investissement de maintien qui seront engagées dans le cours normal des activités de la société ainsi qu'au projet de gazoduc Coastal GasLink avant la conclusion de la vente d'une participation déjà annoncée. Après la clôture de cette transaction sur les capitaux propres et l'établissement simultané d'une facilité de crédit de construction garantie, la participation de TC Énergie dans Coastal GasLink devrait être comptabilisée selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation et elle sera principalement financée par un financement de projet et des partenariats.

Se reporter aux rubriques sur les perspectives de chaque secteur d'activité et à la rubrique « Situation financière » pour en savoir plus sur le résultat et les dépenses d'investissement prévus de 2020.

## ENTREPRISE DE 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, des terminaux d'exportation de GNL 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 – 81 346 km (50 545 milles);
- gazoducs détenus partiellement – 11 904 km (7 397 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 Gpi<sup>3</sup>, 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.

Notre entreprise de gazoducs est subdivisée en trois secteurs d'exploitation qui reflètent sa diversité géographique :

Gazoducs – Canada, Gazoducs – États-Unis et Gazoducs – Mexique.

---

### 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, principalement dans les corridors déjà exploités;
- 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 l'aménagement de nouveaux projets visant la connectivité des terminaux d'exportation de GNL, déjà en exploitation ou projetés, situés sur la côte américaine du golfe du Mexique, la côte ouest des États-Unis, du Mexique et du Canada ainsi que sur la côte est du Canada;
- 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.

---

### Faits récents

#### Gazoducs – Canada

- Mise en service de projets d'environ 1,4 milliard de dollars en 2019.
- Mise en service, le 31 janvier 2020, du tronçon Aitken Creek de 1,1 milliard de dollars faisant partie du projet de North Montney de 1,6 milliard de dollars.
- Dévoilement des programmes d'expansion de notre réseau de NGTL – le programme de livraison parcours ouest et le programme d'expansion de 2023 – totalisant 1,9 milliard de dollars et assortis de dates de mise en service en 2022 et en 2023.
- Dépôt auprès de la Régie de l'énergie du Canada (la « REC ») de la demande d'approbation du règlement tarifaire négocié de six ans visant la période de 2021 à 2026 d'exploitation du réseau principal au Canada (le « règlement 2021-2026 du réseau principal »).
- Dépôt auprès de l'ONÉ d'une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL; la décision de l'ONÉ est attendue pour le premier trimestre de 2020.
- Poursuite des travaux de construction du projet de gazoduc Coastal GasLink, au coût estimatif de 6,6 milliards de dollars; obtention de la décision de l'ONÉ confirmant que le gazoduc sera de ressort provincial.
- Conclusion d'une convention de vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink et mise en œuvre de plans visant l'obtention d'une facilité de crédit de construction garantie.

## Gazoducs – États-Unis

- Mise en service de projets d'environ 4,9 milliards de dollars US, dont Mountaineer XPress et GulfXPress.
- Commencement de projets de croissance supplémentaires de 1,2 milliard de dollars US.
- Réalisation de la vente de certains actifs de Columbia Midstream pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US.
- Approbation par la FERC du règlement tarifaire visant Columbia Gulf.
- Inscription de volumes de production record par certains de nos gazoducs.

## Gazoducs – Mexique

- Mise en service de Sur de Texas.
- Parachèvement du tronçon est de Tula, qui peut maintenant offrir des services de transport interruptibles.
- Signature d'une convention commerciale modifiée conclue avec la CFE concernant Sur de Texas qui tient compte des coûts de construction réels, normalise les droits et prolonge la durée du contrat.
- Poursuite des négociations avec la CFE concernant Tula et Villa de Reyes.
- Poursuite de la construction du projet de gazoduc Villa de Reyes, dont la mise en service devrait avoir lieu en 2020.

## 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 et aux terminaux d'exportation de GNL. 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 des 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 réglementées offrant des services aux clients et contribuant à maintenir l'équilibre global des réseaux de gazoducs.

## Nos principaux réseaux de gazoducs

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

### 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 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 les marchés de l'Ontario, du Québec et des provinces maritimes du Canada, ainsi que ceux 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, du Midwest et de la côte atlantique des États-Unis ainsi que du sud du pays, vers le golfe du Mexique, et à leur demande croissante de gaz naturel pour les marchés d'exportation des GNL.

**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 américaine du golfe du Mexique.

**Columbia Gulf** : Le réseau de gazoducs Columbia Gulf achemine la production croissante en provenance du bassin des Appalaches vers divers marchés de la côte américaine du golfe du Mexique et les terminaux d'exportation de GNL grâce à ses raccordements au gazoduc de Columbia Gas et à d'autres gazoducs.

**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**

**Sur de Texas** : Ce gazoduc extracôtier qui relie le Texas et le Mexique transporte 40 % du gaz naturel dont le Mexique a besoin pour ses marchés de l'énergie et ses marchés industriels situés dans l'est et le centre du pays. Nous détenons une participation de 60 % dans ce gazoduc, dont nous sommes également l'exploitant.

**Réseau du nord-ouest** : Les gazoducs Topolobampo et Mazatlán forment ensemble notre réseau du nord-ouest. Acheminant du gaz naturel vers une région mexicaine qui en était auparavant privée, ce réseau traverse les États de Chihuahua et de Sinaloa pour alimenter des centrales électriques et des installations industrielles.

**Réseau TGNH** : Ce réseau qui parcourt le centre du Mexique se compose du gazoduc Tamazunchale et des gazoducs en construction Tula et Villa de Reyes. Il alimente ou alimentera plusieurs centrales électriques et installations industrielles des États de Veracruz, de San Luis Potosí, de Querétaro et de Hidalgo. Il se raccorde à des gazoducs en aval qui lui apportent le gaz en provenance des bassins texans d'Agua Dulce et de Waha.

**Guadalajara** : Ce gazoduc alimente des centrales électriques de l'État de Colima et se raccorde à d'autres réseaux dans l'État de Guadalajara. Des modifications visant à rendre ce gazoduc entièrement bidirectionnel sont en cours; elles permettront au gazoduc de transporter le gaz naturel continental et les GNL vers des centrales électriques et d'autres clients industriels.

## **Réglementation des tarifs et recouvrement des coûts**

Nos gazoducs sont généralement assujettis à la réglementation de la REC 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 généralement recouverts par l'intermédiaire des droits comprennent les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, les impôts fonciers et sur le bénéfice et les intérêts sur la dette. Les organismes de réglementation examinent les coûts afin de s'assurer qu'ils ont été engagés de manière prudente et raisonnable et ils approuvent 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 deux des régions d'approvisionnement les plus riches d'Amérique du Nord, soit le BSOC et le bassin des Appalaches. 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 de l'accroissement des exportations de gaz naturel vers le Mexique et 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 123 Gpi<sup>3</sup>/j d'ici 2025, ce qui représente une augmentation d'environ 19 Gpi<sup>3</sup>/j par rapport aux volumes de 2018.

Cet accroissement prévu de la demande de gaz naturel, jumelé au remplacement des sources d'approvisionnement actuelles dont le taux de déclin annuel est de 25 %, laisse prévoir que des raccordements à l'offre de plus de 40 Gpi<sup>3</sup>/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 et d'autres installations industrielles.

Les producteurs continuent d'évaluer les possibilités de vendre du gaz naturel sur des marchés internationaux, ce qui supposerait le raccordement des approvisionnements gaziers aux terminaux d'exportation de GNL (projetés ou déjà en exploitation) situés sur la côte américaine du golfe du Mexique, le long de la côte ouest du Canada, des États-Unis et du Mexique et sur la côte est du Canada. La demande créée par l'ajout de ces nouveaux marchés nous procure des occasions de construire de nouvelles infrastructures pipelinières et d'augmenter le débit sur nos pipelines existants.

### **Prix des produits de base**

De manière générale, la rentabilité de notre secteur des gazoducs n'est pas directement liée au prix des produits de base établis étant donné que nous sommes un transporteur du produit et que les coûts de transport fixes ne sont pas liés au prix du gaz naturel. Cependant, la nature cyclique de l'offre et de la demande des produits et la tarification connexe peuvent avoir une incidence indirecte sur les activités, car les producteurs peuvent choisir d'accélérer ou de retarder des projets 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 du gaz nord-américain 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, en particulier dans le bassin BSOC et le bassin des Appalaches, riches en liquides exploitables à faible coût, qui sont tous deux reliés aux marchés nord-américains où se concentre la demande, nous sommes bien positionnés sur le plan concurrentiel. 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 sont avantagées par la connectivité et les économies d'échelle que leur apportent leur infrastructure de base, la propriété des emprises et les synergies opérationnelles qu'elles réalisent. Nous avons offert jusqu'ici des services concurrentiels, 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.

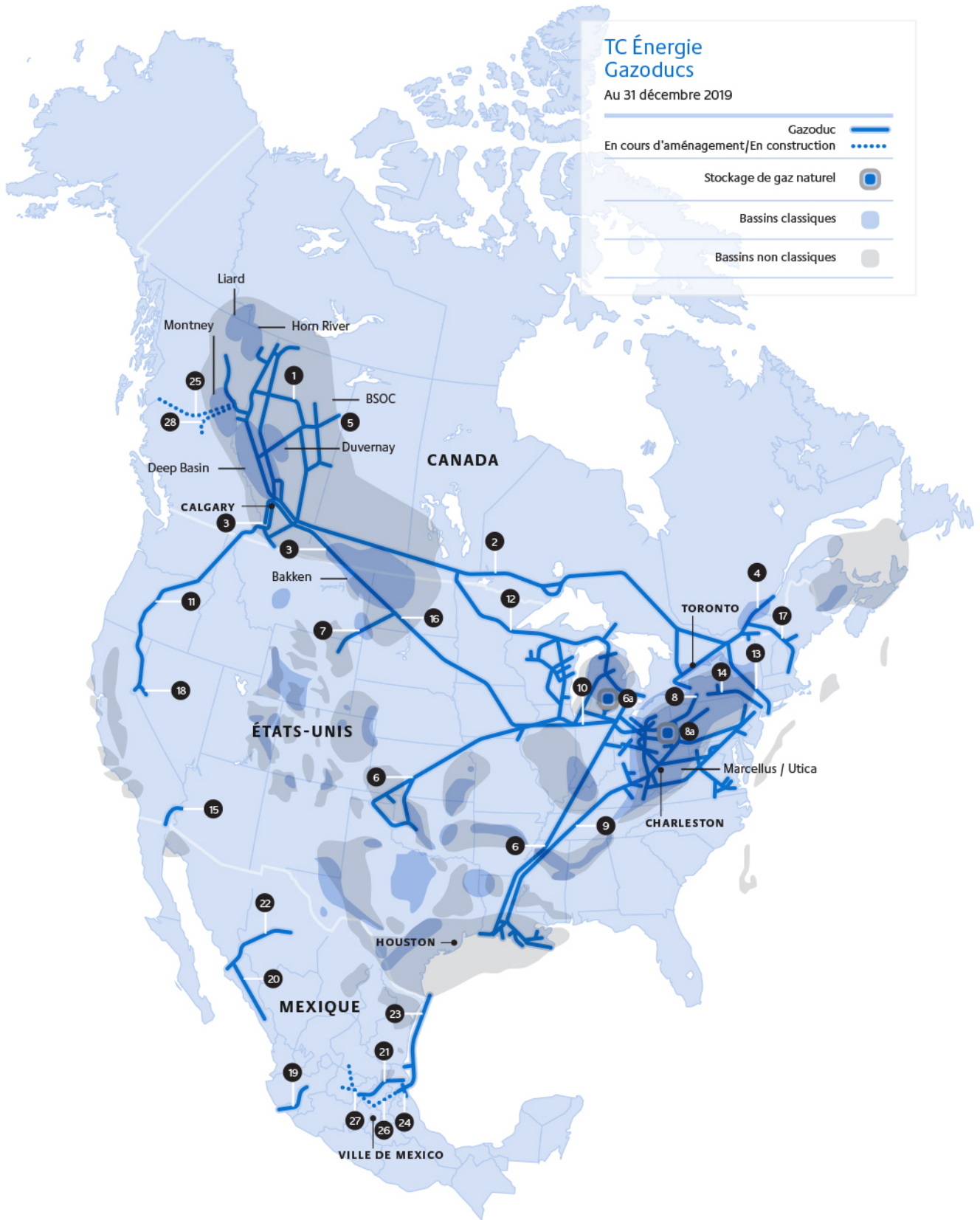
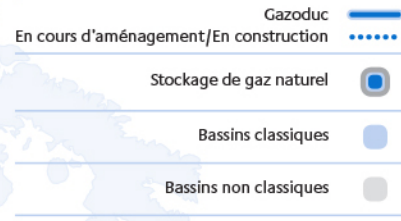
### **Priorités stratégiques**

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 2020, nous mettrons notamment l'accent sur la réalisation en cours de notre programme d'investissement qui comprend de nouveaux investissements dans le réseau de NGTL, la poursuite de la construction de Coast GasLink, ainsi que l'achèvement de projets de gazoducs aux États-Unis et au Mexique. Nous continuerons également d'évaluer les prochaines possibilités de croissance qui se présenteront. Notre but est de mettre tous nos projets en service à temps et qu'ils respectent notre budget, tout en nous assurant du respect de l'environnement et de la sécurité de la population touchée par la construction et l'exploitation des installations en question.

# TC Énergie Gazoducs

Au 31 décembre 2019



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
<b>Gazoducs au Canada</b>				
1	Réseau de NGTL	24 575 km (15 270 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	1 234 km (767 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	133 km (83 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel de la région des sables bitumineux située près de Fort McMurray, en Alberta.	100 %
	Portion canadienne de Great Lakes <sup>1</sup>	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 %
<b>Gazoducs et actifs de stockage de gaz naturel aux États-Unis</b>				
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 américaine du golfe du Mexique.	100 %
6a	Stockage d'ANR	250 Gpi <sup>3</sup>	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	18 710 km (11 626 milles)	Réseau qui transporte du gaz naturel principalement en provenance du bassin des Appalaches vers les marchés et les gazoducs de raccordement de tout le nord-est, le Midwest et la région atlantique des États-Unis.	100 %
8a	Stockage de Columbia	285 Gpi <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> des installations de stockage Hardy.	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 américaine 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 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 %
<b>Gazoducs au Mexique</b>			
19 Guadalajara	313 km (194 milles)	Gazoduc qui relie Manzanillo, dans l'État de Colima, à Guadalajara, dans l'État de Jalisco. Une modification visant à rendre le gazoduc entièrement bidirectionnel est en cours de construction.	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, dans l'État de San Luis Potosí et jusqu'à El Sauz, dans l'État de Querétaro au centre du Mexique.	100 %
22 Topolobampo	572 km (355 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 %
23 Sur de Texas	770 km (478 milles)	Gazoduc extracôtier qui transporte du gaz naturel de la frontière mexicaine située près de Brownsville, au Texas, afin d'alimenter diverses centrales électriques d'Altamira, dans l'État de Tamaulipas, et de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, où il se raccorde avec les gazoducs Tamazunchale et Tula et d'autres installations de tiers.	60 %
24 Tula – tronçon est	48 km (30 milles)	Le tronçon est du gazoduc Tula transporte du gaz naturel de Sur de Texas jusqu'à diverses centrales électriques de Tuxpan, dans l'État de Veracruz.	100 %
<b>En construction<sup>2</sup></b>			
<b>Gazoducs au Canada</b>			
North Montney <sup>1,3</sup>	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 2020 <sup>1</sup>	149 km (93 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 sont prévues en avril, en juin et en novembre 2020.	100 %
25 Coastal GasLink <sup>4</sup>	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 %

En construction <sup>2</sup> (suite)	Longueur	Description	Participation effective
<b>Gazoducs aux États-Unis</b>			
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 %
<b>Gazoducs au Mexique</b>			
26 Tula (exclusion faite du tronçon est)	276 km (171 milles)	En plus du tronçon est déjà en service à partir de Tuxpan, dans l'État de Veracruz, le gazoduc Tula se raccordera à Villa de Reyes, à Tula dans l'État de Hidalgo, et acheminera le gaz naturel vers des centrales à cycle combiné alimentées au gaz naturel de la CFE dans le centre du Mexique.	100 %
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, ainsi qu'à d'autres réseaux de gazoducs, ainsi qu'au complexe industriel Salamanca, dans l'État de Guanajuato.	100 %
<b>Phase d'obtention des permis et de préparation avant la construction<sup>1,2</sup></b>			
<b>Gazoducs au Canada</b>			
Installations du réseau de NGTL pour 2021	369 km (229 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression dont les dates de mise en service devraient s'étaler d'ici à novembre 2021, en parallèle avec d'autres installations.	100 %
Installations du réseau de NGTL pour 2022	170 km (106 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2022 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 %
Installations du réseau de NGTL pour 2023	277 km (172 milles)	Programme d'expansion du réseau de NGTL et du réseau de gazoducs Foothills en 2023 comprenant l'ajout de plusieurs conduites et postes de compression dont les mises en service devraient se dérouler en 2022 et en 2023, en parallèle avec d'autres installations.	100 %
<b>Gazoducs aux États-Unis</b>			
Louisiana XPress <sup>5</sup>	s. o.	Projet d'expansion de Columbia Gulf comportant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service provisoire a commencé en novembre 2019 et la mise en service complète devrait avoir lieu en 2022.	100 %
Grand Chenier XPress <sup>5</sup>	s. o.	Projet d'expansion d'ANR Pipeline comportant la modification et l'ajout de postes de compression. Les mises en service devraient avoir lieu en 2021 et en 2022.	100 %
GTN XPress <sup>5</sup>	s. o.	Projet d'expansion de GTN comportant la modification et l'ajout de postes de compression. Les mises en service devraient avoir lieu en 2022 et en 2023.	25,5 %
<b>En cours d'aménagement</b>			
<b>Gazoducs au Canada</b>			
28 Canalisation principale Merrick <sup>2</sup>	260 km (161 milles)	Projet de nouvelles installations appelées à livrer 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 Summit Lake, en Colombie-Britannique.	100 %
<b>Gazoducs aux États-Unis</b>			
Alberta XPress <sup>1,5</sup>	s. o.	Projet d'expansion d'ANR Pipeline comportant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service devrait avoir lieu en 2022.	100 %
East Lateral XPress <sup>1,5</sup>	s. o.	Projet d'expansion de Columbia Gulf comportant la modification et l'ajout de postes de compression. La mise en service devrait avoir lieu en 2022.	100 %

1 Des installations et certains gazoducs ne sont pas indiqués sur la carte.

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

3 Un tronçon d'une longueur de 182 km (113 milles) a été mis en service le 31 janvier 2020.

4 En décembre 2019, nous avons conclu une entente visant la vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink à KKR et à AIMCo.

5 Le projet comprend la modification et l'ajout de postes de compressions, mais aucun prolongement des canalisations.

# 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 la REC 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. Tous nos gazoducs canadiens sont réglementés par la REC, à l'exception de Coastal GasLink, dont la construction est en cours, et de Ventures LP.

Dans le cas des gazoducs interprovinciaux qu'elle réglemente, la REC approuve des droits et des services qui sont dans l'intérêt du public et permettent aux exploitants des gazoducs de recouvrer leurs coûts dans une mesure raisonnable. Le total de ces coûts inclut un rendement sur le capital que la société a investi dans les actifs, appelé « rendement des capitaux propres ». La structure du capital présumée correspond généralement à 40 % de capitaux propres et à 60 % de capitaux empruntés. Les droits sont habituellement fondés sur les coûts de prestation des services, divisés par une prévision des volumes transportés. Toute variation des coûts ou des volumes réels transportés peut se traduire par un recouvrement excédentaire ou déficitaire des produits. Cet écart de recouvrement est normalement compensé l'année suivante dans le calcul des droits de la période visée. Toutefois, le rendement des capitaux propres continue d'être dégagé au taux que la REC a approuvé.

La société et ses expéditeurs peuvent aussi conclure des conventions de règlement, sous réserve de l'approbation de la REC, 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 était exploité aux termes d'un règlement sur les besoins en produits de deux ans conclu pour la période de 2018-2019, lequel prévoyait 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 dernière année d'une convention de règlement de six ans à droits fixes, qui prévoit un accord d'encouragement. 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

### Régie de l'énergie du Canada et Agence d'évaluation d'impact du Canada

La *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*, qui abroge la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, est entrée en vigueur le 28 août 2019, et l'ONÉ a été remplacé par la Régie de l'énergie du Canada (« REC »). Les évaluations d'impact et le processus décisionnel relatifs aux grands projets de pipelines transfrontaliers désignés ont également été modifiés par suite de la promulgation, à la même date, de la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact* qui stipule que les projets désignés de la REC doivent être soumis à l'évaluation d'un comité d'examen intégré de l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (auparavant appelée Agence canadienne d'évaluation environnementale) et de la REC. Tous les projets de TC Énergie soumis à l'ONÉ avant le 28 août 2019 resteront évalués par la REC selon les dispositions de la précédente loi sur l'ONÉ, en conformité avec les règles transitoires de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*.

### Gazoducs réglementés au Canada

#### Projet de gazoduc Coastal GasLink

En octobre 2018, nous avons annoncé que nous irions 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 Gpi<sup>3</sup>/j) qui pourrait être portée à 5,4 PJ/j (5,0 Gpi<sup>3</sup>/j). Nous avons obtenu tous les permis nécessaires pour la capacité initiale, de sorte que les travaux de construction ont 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.

En réponse à une action en justice précédemment intentée, l'ONÉ a rendu en juillet 2019 sa décision confirmant que le projet Coastal GasLink relève de la compétence provinciale. En outre, en décembre 2019, la Cour suprême de la Colombie-Britannique a accordé au projet une injonction interlocutoire validant le droit juridique de poursuivre jusqu'à leur achèvement les travaux autorisés et permis.

Les travaux de construction se poursuivent le long du tracé du gazoduc. Les coûts estimatifs du projet s'élèvent à 6,6 milliards de dollars, montant qui tient compte de l'élargissement, en 2019, de la portée du projet qui a permis de mieux préciser les estimations relatives aux travaux de construction visant les zones rocheuses et les traverses de cours d'eau. Sous réserve des protocoles de gouvernance de projet et des autorisations concernant Coastal GasLink, nous prévoyons que ces coûts supplémentaires seront inclus dans le montant définitif des droits d'utilisation des gazoducs.

En décembre 2019, nous avons conclu une convention de vente d'une participation de 65 % dans Coastal GasLink à KKR-Keats Pipeline Investors II (Canada) Ltd. (« KKR ») et à une filiale d'Alberta Investment Management Corporation (« AIMCo »). Au moment de la vente, TC Énergie s'attend à ce que Coastal GasLink contracte une facilité de crédit de construction garantie avec un consortium bancaire afin de financer jusqu'à 80 % des dépenses en immobilisations du projet durant la construction. Les deux transactions devraient avoir lieu au premier semestre de 2020, sous réserve des approbations et consentements réglementaires habituels, dont le consentement de LNG Canada. Dans le cadre de la transaction, la société en commandite Coastal GasLink nous confiera en sous-traitance la construction et l'exploitation du gazoduc.

Selon les termes de la vente, nous recevrons un produit forfaitaire unique qui comprendra le remboursement d'une quote-part de 65 % des coûts de projet engagés à la date de clôture ainsi que des séries de paiements pendant la construction et l'exploitation du gazoduc. Nous prévoyons inscrire un gain d'environ 600 millions de dollars, après les impôts, à la clôture de la transaction, montant qui comprend le gain sur la vente, la réévaluation nécessaire à la juste valeur de notre participation résiduelle de 35 % et la comptabilisation d'avantages liés à des pertes fiscales qui n'ont pas encore été comptabilisés. Au moment de la clôture de la vente, nous prévoyons de comptabiliser notre participation résiduelle de 35 % à la valeur de consolidation.

Le recours à des partenaires, l'établissement d'une facilité de financement dédiée au projet, le recouvrement de paiements en trésorerie pendant la période de construction relativement aux frais financiers liés aux coûts engagés et la rémunération au titre des coûts engagés à ce jour devraient combler l'essentiel de nos besoins de financement jusqu'à l'achèvement du projet.

Nous nous sommes également engagés à collaborer avec les 20 Premières Nations qui ont conclu des conventions avec Coastal GasLink, auxquelles nous offrirons la possibilité d'investir dans le projet. Au moment de la vente, nous leur offrirons donc l'option d'acquérir une participation de 10 % dans le gazoduc selon des modalités semblables à celles qui ont été accordées à KKR et AIMCo.

### **Programme d'expansion du réseau de NGTL en 2023**

Le 12 février 2020, nous avons approuvé l'expansion du réseau intrabassin de NGTL visant une nouvelle capacité garantie de livraison intrabassin de 331 TJ/j (309 Mpi<sup>3</sup>/j) soutenue par des contrats pour des périodes de 15 ans. L'expansion portera sur trois tronçons de canalisations totalisant 119 km (74 milles) et 90 MW de capacité de compression additionnelle. Le coût en capital estimatif se chiffre à 0,9 milliard de dollars et la mise en service devrait commencer en 2023.

En octobre 2019, nous avons dévoilé notre programme d'expansion du parcours ouest, un projet d'expansion du réseau de NGTL et du réseau de gazoducs Foothills qui vise à accroître la capacité d'exportation du réseau de GTN dans la région du nord-ouest bordée par le Pacifique. La partie canadienne de ce programme d'expansion, dont le coût en capital est estimé à 1,0 milliard de dollars, comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 103 km (64 milles) et des installations connexes dont la mise en service aura lieu au quatrième trimestre de 2022 et au quatrième trimestre de 2023. La totalité de ce programme repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi<sup>3</sup>/j).

### **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 170 km (106 milles), trois postes de compression, des postes de comptage et des installations connexes. Les demandes d'approbation pour construire et exploiter une part d'environ 1,1 milliard de dollars des installations visées par des contrats de huit

ans ont été déposées auprès de l'ONÉ au deuxième trimestre de 2019 et font l'objet d'audiences publiques qui devraient se conclure au deuxième trimestre de 2020. Dans l'attente des approbations réglementaires, la construction pourrait commencer dès le premier trimestre de 2021.

### **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 349 km (217 milles), de trois postes de compression et d'installations connexes. L'expansion est nécessaire pour transporter la production supplémentaire de réception garantie qui commencera en avril 2021 et accroître la capacité d'exportation du bassin de 1,1 PJ/j (1,0 Gpi<sup>3</sup>/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 des installations du programme d'expansion du réseau de NGTL en 2021 a été déposée auprès de l'ONÉ en juin 2018 et a fait l'objet d'audiences publiques qui se sont conclues au quatrième trimestre de 2019. Nous attendons la décision.

### **Barème tarifaire du réseau de NGTL**

En mars 2019, une demande concernant le barème tarifaire et les services du réseau de NGTL a été présentée à l'ONÉ et comprenait une entente de règlement contentieux négociée avec le comité de celui-ci sur les droits, les tarifs, les installations et les procédures (« DTIP »). Le règlement a l'appui de la majorité des membres du comité. La demande porte sur le barème tarifaire, les modalités de service du réseau de NGTL et une méthode de tarification concernant la canalisation principale North Montney (« CPNM »). Étant donné la complexité des questions soulevées dans la demande, la REC a tenu une audience publique au quatrième trimestre de 2019. Nous nous attendons à ce que la REC rende sa décision au premier trimestre de 2020.

### **Mise en service d'autres expansions**

En 2019, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant une capacité d'environ 1,3 milliard de dollars.

### **North Montney**

Le 31 janvier 2020, le tronçon Aitken Creek du projet North Montney d'une valeur de 1,1 milliard de dollars a aussi été mis en service, s'ajoutant aux tronçons d'une valeur de 0,3 milliard de dollars achevés en 2019. Le reste du projet, d'une valeur de 1,6 milliard de dollars, devrait être mis en service au deuxième trimestre de 2020. Le projet dans son ensemble comporte de nouveaux pipelines d'une longueur d'environ 206 km (128 milles), ainsi que trois postes de compression et 14 postes de comptage.

En mai 2019, l'ONÉ a approuvé la méthode de tarification concernant la CPNM, y compris le supplément demandé, sur une base provisoire, en attendant l'issue de la demande concernant le barème tarifaire et les services dont il est question ci-dessus.

### **Règlement sur les besoins en produits du réseau de NGTL**

Le règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 du réseau de NGTL a expiré le 31 décembre 2019. Nous continuons de collaborer avec les parties prenantes de NGTL en vue d'établir une nouvelle entente sur les besoins en produits pour 2020 et les années à suivre. Pendant le déroulement des discussions, le réseau de NGTL est exploité aux termes de tarifs provisoires pour 2020 qui ont été approuvés par la REC le 6 décembre 2019.

### **Réseau principal au Canada**

En décembre 2019, TC Énergie a déposé auprès de la REC une demande relative aux droits du réseau principal au Canada pour obtenir l'approbation d'un règlement négocié à l'unanimité avec ses clients et d'autres parties intéressées dont la durée de six ans s'échelonne de janvier 2021 à décembre 2026. Le règlement établit un taux de rendement des capitaux propres de base de 10,1 % sur le ratio du capital-actions réputé de 40 % et prévoit un incitatif pour 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.

En mai 2019, nous avons reçu de l'ONÉ l'approbation de l'entente visant le service de transport à prix fixe relative à la jonction de North Bay, telle qu'elle a été présentée. L'entente vise des contrats de transport de 670 TJ/j (625 Mpi<sup>3</sup>/j) de gaz naturel sur le réseau principal au Canada à partir du BSOC, d'une durée de 15 ans; ces volumes supplémentaires 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.

En mars 2019, l'ONÉ a approuvé les droits relatifs au réseau principal au Canada tels qu'ils étaient présentés dans le dépôt de conformité relatif à l'examen des droits pour la période de 2018 à 2020 remis en janvier 2019.



## RÉSULTATS FINANCIERS

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

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Réseau de NGTL	<b>1 210</b>	1 197	996
Réseau principal au Canada	<b>952</b>	1 073	1 043
Autres gazoducs au Canada <sup>1</sup>	<b>112</b>	109	105
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 274</b>	2 379	2 144
Amortissement	<b>(1 159)</b>	(1 129)	(908)
<b>BAll comparable et bénéfice sectoriel</b>	<b>1 115</b>	1 250	1 236

<sup>1</sup> 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 BAll comparable et le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada ont diminué de 135 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018, et ils avaient augmenté de 14 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017.

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

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Bénéfice net</b>			
Réseau de NGTL	<b>484</b>	398	352
Réseau principal au Canada	<b>173</b>	182	199
<b>Base d'investissement moyenne</b>			
Réseau de NGTL	<b>11 959</b>	9 669	8 385
Réseau principal au Canada	<b>3 690</b>	3 828	4 184

Le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 86 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018, où il était supérieur de 46 millions de dollars 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 règlement sur les besoins en produits pour 2018-2019 et celui pour 2017 prévoyaient un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaires réputé de 40 % et comprenaient un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration ainsi que le traitement à titre de coûts transférables de tous les autres coûts.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 9 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018, principalement à cause de la baisse des revenus incitatifs et d'une base d'investissement moyenne moindre, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des frais financiers pour les expéditeurs sur l'excédent des produits nets de 2019. Le bénéfice net du réseau principal avait diminué de 17 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, principalement à cause d'une base d'investissement moyenne moindre. La diminution de la base d'investissement moyenne en 2019 et en 2018 était en grande partie attribuable à l'amortissement annuel qui a été supérieur à l'investissement de capitaux et à l'inclusion de l'excédent reporté des produits nets dans la base d'investissement.

Le réseau principal au Canada est exploité aux termes des tarifs approuvés en 2014 (la « décision de 2014 de l'ONÉ »). La décision de 2014 de l'ONÉ prévoit un RCA approuvé de 10,1 %, 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 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.

Le résultat d'un examen des droits pour la période de 2018-2020, imposé par la décision de 2014 de l'ONÉ, a été reçu en décembre 2018. La décision de 2018 de l'ONÉ comprend 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 %; cette hausse a été répercutée dans les tarifs de 2019.

### **BAIIA comparable**

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada de 2019 a été inférieur de 105 millions de dollars à celui de 2018, principalement par suite de l'incidence nette des éléments suivants :

- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada par suite de la décision de 2018 de l'ONÉ accélérant l'amortissement du CALT et de l'instauration par le gouvernement canadien, en juin 2019, de l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt, qui permet aux entreprises canadiennes d'amortir plus rapidement le coût de leurs investissements à des fins fiscales. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables des impôts sur le bénéfice de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, ces réductions d'impôt ont pour effet de réduire notre BAIIA comparable, sans toutefois influencer sur notre bénéfice net de manière importante;
- la hausse du résultat fondé sur les tarifs et l'amortissement accru du réseau de NGTL découlant de la mise en service d'installations additionnelles, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par la baisse du résultat fondé sur les tarifs enregistré par le réseau principal au Canada.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada en 2018 avait été supérieur de 235 millions de dollars à celui de 2017, en grande partie 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.

### **Amortissement**

En 2019, l'amortissement a été supérieur de 30 millions de dollars à celui de 2018 en raison principalement des nouvelles installations du réseau de NGTL mises en service en 2019. En 2018, l'amortissement avait 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 au Canada 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.

## **PERSPECTIVES**

### **Résultat comparable**

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 la REC.

En 2020, le résultat des gazoducs au Canada devrait être supérieur à celui de 2019, 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 dans la région de North Montney et les installations de livraison du nord-est 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 qu'en 2020, le résultat du réseau principal au Canada soit semblable à celui de 2019, puisque les revenus incitatifs et la base d'investissement seront sensiblement les mêmes. Le déclin de la base d'investissement occasionné par le fait que l'amortissement annuel surpasse les dépenses en immobilisations annuelles sera en grande partie compensé par l'amortissement accéléré du CALT.

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.

Sous réserve de la clôture de la vente d'une participation dans Coastal GasLink, nous prévoyons commencer à comptabiliser des revenus tirés des services d'aménagement, de financement et autres qui seront rendus à la société en commandite de Coastal GasLink en 2020.

### **Dépenses d'investissement**

Nous avons engagé au total des dépenses de 3,0 milliards de dollars en 2019 dans notre secteur des gazoducs au Canada et nous prévoyons que les dépenses d'investissement s'élèveront à environ 3,1 milliards de dollars en 2020; 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 et le bénéfice qui en découle. En outre, nous avons consacré la somme de 1,2 milliard de dollars à l'avancement du projet de Coastal GasLink en 2019. Les dépenses d'investissement supplémentaires prévues pour le projet de Coastal GasLink se chiffrent à 2,3 milliards de dollars pour 2020, somme qui, sous réserve de la clôture de la vente d'une participation et de l'établissement d'une facilité de crédit de construction garantie, sera principalement financée par un financement de projet et par des partenariats.

# 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.

### Réglementation sur la conformité de la PHMSA

Nos réseaux de gazoducs aux États-Unis sont assujettis à des lois et règlements fédéraux en matière de sécurité des pipelines qui sont adoptés et administrés par la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») du département des transports des États-Unis. La PHMSA a diffusé des règlements qui régissent, entre autres, les pressions manométriques maximales de service, les patrouilles des pipelines et les activités de détection de fuites, la sensibilisation du public, les procédures d'exploitation et d'entretien, les compétences des exploitants, la profondeur minimale requise et les mesures en cas d'urgence. En outre, la PHMSA a établi des règlements qui obligent les exploitants de pipelines à élaborer et à mettre en œuvre des programmes de gestion de l'intégrité pour certains gazoducs qui, en cas de fuite ou de bris, pourraient contaminer des zones sujettes à de graves conséquences, c'est-à-dire des zones où un déversement pourrait avoir les conséquences les plus néfastes, notamment les zones densément peuplées, certaines sources d'eau potable et des zones écologiques particulièrement sensibles.

En 2016, la PHMSA a proposé de nouvelles règles pour réviser les règles fédérales en matière de sécurité des pipelines et publié un avis de règle publique visant les lignes de transport et de collecte de gaz naturel laquelle, si elle est adoptée, imposera des exigences plus strictes aux exploitants en ce qui concerne les inspections, les rapports et la gestion de l'intégrité. Cependant, la PHMSA a décidé depuis de scinder son projet de règle de 2016, connu en tant que « méga-règle sur le gaz », en trois règles distinctes portant sur 1) les pressions manométriques maximales de service, les évaluations de l'intégrité et les zones sujettes à des conséquences non graves (conséquences modérées), 2) les critères de réparation, les mesures de sécurité associées au ramonage des pipelines, les inspections et le contrôle de la corrosion et 3) les lignes de collecte. La première de ces trois règles se rapportant aux gazoducs terrestres a été publiée à titre de règle définitive le 1<sup>er</sup> octobre 2019. Nous en sommes actuellement à évaluer les conséquences sur l'exploitation et sur notre situation financière qu'aura cette règle définitive sur sa période de mise en œuvre de 15 ans qui débutera le 1<sup>er</sup> juillet 2020. Pour un complément d'information sur la règle définitive publiée en 2019, se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – États-Unis ». La publication des autres règles à venir, y compris la méga-règle sur le gaz, est prévue en 2020.

En plus des règles décrites précédemment, nous nous attendons à ce qu'une nouvelle loi sur la sécurité des pipelines soit proposée et finalisée en 2020, rétablissant l'autorisation des programmes de sécurité des pipelines de la PHMSA aux termes de la loi intitulée **2016 Pipeline Safety Act** qui a expiré à la fin de septembre 2019. Nous continuerons de surveiller les faits nouveaux et en évaluerons les conséquences possibles.

## 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 31.

## Mesures de la FERC de 2018

En 2018, la FERC a prescrit des modifications (les « mesures de la FERC de 2018 ») à la loi intitulée *Tax Cuts and Job Acts* (la « réforme fiscale aux États-Unis ») et, plus spécifiquement, au recouvrement par une société en commandite cotée en bourse des impôts sur le bénéfice aux fins de la tarification qui ont une incidence sur le bénéfice futur et les flux de trésorerie futurs générés par les gazoducs réglementés en vertu de la FERC.

La FERC a publié un énoncé de politique révisé sur le traitement fiscal aux fins de l'établissement des tarifs pour les sociétés en commandite cotées en bourse. L'énoncé de politique révisé laisse présumer que les entités dont les bénéfices ne sont pas imposés par l'intermédiaire d'une entreprise constituée en société par actions ne devraient plus être autorisées à recouvrer une portion de leur charge d'impôts à même leurs tarifs réglementés liés au coût du service. Néanmoins, 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 fourni des indications sur les cumuls d'impôts reportés des pipelines structurés sous forme de société en commandite cotée en bourse ou d'autres entités intermédiaires, décrétant que dans la mesure où la possibilité de recouvrer la charge d'impôts à même les tarifs était éliminée du calcul des tarifs, il fallait aussi retrancher le solde des cumuls d'impôts reportés entrant dans le calcul de la base tarifaire. Devant ces dispositions, nous avons inscrit un recouvrement d'impôts reportés de 115 millions de dollars en 2018 par suite de la radiation des passifs réglementaires de la société en commandite.

Les mesures de la FERC de 2018 établissent également un processus et un calendrier selon lesquels tous les gazoducs et toutes les installations de stockage interétatiques réglementés en vertu de la FERC doivent soit i) déposer un nouveau règlement tarifaire non contentieux, soit ii) déposer un formulaire 501-G auprès de la FERC qui quantifie l'incidence isolée de la réforme fiscale aux États-Unis et présente quatre options pour traiter les répercussions sur l'établissement des tarifs.

## FAITS MARQUANTS

### Vente d'actifs de Columbia Midstream

Le 1<sup>er</sup> août 2019, nous avons mené à terme la vente de certains actifs de Columbia Midstream à UGI Energy Services, LLC pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture. La vente a donné lieu à un gain de 21 millions de dollars avant les impôts (une perte de 152 millions de dollars après les impôts), compte tenu d'un écart d'acquisition de 595 millions de dollars de Columbia attribué à ces actifs, lequel n'est pas déductible aux fins de l'impôt sur le bénéfice. Cette vente ne comprenait aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, notre entreprise d'exploitation des minéraux dans le bassin des Appalaches.

### Règlement tarifaire de Columbia Gulf

En décembre 2019, la FERC a approuvé le nouveau règlement tarifaire non contentieux de Columbia Gulf établissant les nouveaux tarifs avec recours qui seront en vigueur pour cette entreprise à compter du 1<sup>er</sup> août 2020 et instituant un moratoire sur les tarifs qui sera en application jusqu'au 1<sup>er</sup> août 2022. Les tarifs révisés ne devraient pas avoir une incidence importante sur le résultat comparable de notre secteur des gazoducs aux États-Unis.

### Réglementation sur la conformité de la PHMSA

En octobre 2019, la PHMSA a publié le premier de trois règlements définitifs révisant les règles fédérales en matière de sécurité des pipelines aux États-Unis. Le règlement actualise les normes en matière de rapports et de conservation des dossiers pour les gazoducs et élargit la portée des évaluations obligatoires de l'intégrité devant être réalisées sur certains tronçons de pipelines situés dans des zones sujettes à des conséquences modérées. Le règlement oblige par exemple les exploitants à passer en revue les dossiers sur la pression manométrique maximale de service de tronçons de pipelines auparavant exonérés et à apporter des correctifs spécifiques lorsque ces dossiers ne peuvent être consultés. Nous évaluons actuellement les conséquences sur l'exploitation et sur notre situation financière de ce règlement qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2020, sa mise en application devant s'échelonner sur 15 ans.

### **Alberta XPress**

Le 12 février 2020, nous avons approuvé le projet Alberta XPress, qui est un projet d'expansion du réseau de pipelines d'ANR qui utilise la capacité existante de Great Lakes et du réseau principal au Canada pour acheminer l'offre grandissante en provenance du BSOC vers les marchés d'exportation des GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Il est prévu que la mise en service aura lieu en 2022 et que les coûts estimatifs du projet s'élèveront à 0,3 milliard de dollars US.

### **Buckeye XPress**

Le projet Buckeye XPress est un projet d'augmentation de la taille d'un pipeline de remplacement existant mené en parallèle avec notre programme de modernisation de Columbia Gas. Les coûts de 0,2 milliard de dollars US consacrés à l'élargissement de la canalisation de remplacement et à la mise à niveau des compresseurs nous permettront d'offrir une capacité pipelinère supplémentaire de 290 TJ/j (275 Mpi<sup>3</sup>/j) pour acheminer la production en croissance provenant des Appalaches. Le certificat de la FERC visant Buckeye XPress a été obtenu en janvier 2020, et la mise en service du projet est prévue vers la fin de 2020.

### **GTN XPress**

En octobre 2019, TC PipeLines, LP a approuvé le projet GTN XPress, un projet intégré d'accroissement de la fiabilité et d'expansion du réseau de GTN qui permettra de transporter les volumes supplémentaires découlant du programme de livraison parcours ouest du réseau de NGTL dont il est question plus haut. Le projet GTN XPress devrait être achevé vers la fin de 2023, pour un coût total estimé de 0,3 milliard de dollars US.

### **East Lateral XPress**

En mai 2019, nous avons approuvé le projet East Lateral XPress, un projet d'expansion du réseau de Columbia Gulf qui reliera l'approvisionnement aux marchés d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Sous réserve d'une décision d'investissement finale positive du client, la mise en service est prévue pour 2022 et le coût estimatif du projet s'élève à 0,3 milliard de dollars US.

### **Louisiana XPress et Grand Chenier XPress**

Collectivement, les projets Louisiana XPress et Grand Chenier XPress achemineront près de 2 Gpi<sup>3</sup>/j vers les installations d'exportation de GNL de la côte américaine du golfe du Mexique. Les deux projets ont obtenu les approbations nécessaires des clients ou l'abandon des conditions, de sorte qu'ils peuvent passer à la phase d'exécution. Le service provisoire pour les expéditeurs de Louisiana XPress a débuté sur le réseau de Columbia Gulf en novembre 2019. La mise en service complète de Louisiana XPress est prévue pour 2022 et le coût total du projet est estimé à 0,4 milliard de dollars US. La mise en service de Grand Chenier XPress est prévue pour 2021 et 2022 pour les phases I et II, respectivement, et le coût total estimatif du projet s'élève à 0,2 milliard de dollars US.

### **Projets Mountaineer XPress et Gulf XPress**

Le projet Mountaineer XPress, 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, a été mis en service graduellement au cours du premier trimestre de 2019, de même que Gulf XPress, un projet de Columbia Gulf.

## 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.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Columbia Gas	<b>1 222</b>	873	623
ANR	<b>492</b>	508	400
TC PipeLines, LP <sup>1,2</sup>	<b>119</b>	138	118
Midstream <sup>3</sup>	<b>93</b>	122	93
Columbia Gulf	<b>164</b>	120	76
Great Lakes <sup>4</sup>	<b>86</b>	97	64
Autres gazoducs aux États-Unis <sup>1,2,5</sup>	<b>79</b>	68	80
Participations sans contrôle <sup>6</sup>	<b>368</b>	415	359
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 623</b>	2 341	1 813
Amortissement	<b>(568)</b>	(511)	(453)
<b>BAII comparable</b>	<b>2 055</b>	1 830	1 360
Incidence du change	<b>671</b>	541	410
<b>BAII comparable (en dollars CA)</b>	<b>2 726</b>	2 371	1 770
Postes particuliers :			
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	<b>21</b>	—	—
Dépréciation des actifs de Bison <sup>7</sup>	—	(722)	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora <sup>7</sup>	—	(79)	—
Rachat des contrats liant Bison <sup>7</sup>	—	130	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	(10)
<b>Bénéfice sectoriel (en dollars CA)</b>	<b>2 747</b>	1 700	1 760

- 1 Les résultats tiennent compte du bénéfice que tire TC PipeLines, LP de ses participations dans huit gazoducs, 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. En juin 2017, TC Pipelines, LP a acquis une tranche de 49,34 % de notre participation de 50 % dans Iroquois ainsi que notre participation directe résiduelle de 11,81 % dans Portland.
- 2 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 % aux 31 décembre 2019 et 2018, comparativement à 25,7 % au 31 décembre 2017.
- 3 Ces données comprennent les résultats de certains actifs de Columbia Midstream jusqu'à leur vente, le 1<sup>er</sup> août 2019.
- 4 Ces données représentent notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,45 %.
- 5 Ces données comprennent les résultats de notre participation dans Iroquois et Portland jusqu'en juin 2017, notre participation dans Crossroads, 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'en juin 2017) et de Columbia Pipeline Partners LP (jusqu'en 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 de 2019 est supérieur de 1 047 millions de dollars à celui de 2018; il avait diminué de 60 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- un gain de 21 millions de dollars, avant les impôts, lié à la vente de certains actifs de Columbia Midstream en août 2019.
- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars, avant les impôts, se rapportant à Bison et comptabilisée en 2018;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars, avant les impôts, se rapportant à Tuscarora, comptabilisée en 2018;
- des paiements de résiliation de 130 millions de dollars, avant les impôts, versés par des clients, qui ont été constatés dans les produits au titre de deux contrats de transport liant Bison;
- des coûts de 10 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisés en 2017 relativement aux frais de maintien en poste et aux indemnités de cessation d'emploi engagés par suite de l'acquisition de Columbia.

Les postes particuliers de 2018 indiqués ci-dessus sont présentés avant la réduction pour tenir compte de la participation sans contrôle de 74,5 % dans TC Pipelines, LP.

Les volumes contractuels, les volumes livrés et les tarifs demandés, de même que les coûts de prestation des services, sont autant de facteurs qui influent généralement sur les résultats de nos gazoducs aux États-Unis. Les résultats de Columbia et d'ANR dépendent en outre de l'établissement de contrats et de prix à l'égard de leur capacité de stockage et des ventes de produits de base 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 2019 est supérieur de 282 millions de dollars US à celui de 2018. Il s'agit essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- le résultat supplémentaire découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf;
- la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) après la décision de certains clients qui ont choisi en 2018 de régler en totalité le montant des produits d'exploitation contractuels à venir et de résilier les contrats sous-jacents;
- la baisse du résultat découlant de la vente de certains actifs de Columbia Midstream, le 1<sup>er</sup> août 2019.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis de 2018 était supérieur de 528 millions de dollars US à celui de 2017. Il s'agissait essentiellement de l'effet net des facteurs suivants :

- les résultats supplémentaires 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 aux termes des mesures de la FERC de 2018, 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.

## **Amortissement**

L'amortissement a augmenté de 57 millions de dollars US en 2019 par rapport à 2018, essentiellement sous l'effet des nouveaux projets mis en service, facteur en partie contrebalancé par la réduction de l'amortissement faisant suite à la dépréciation des actifs de Bison en 2018. Il avait été supérieur de 58 millions de dollars US en 2018 comparativement à celui de 2017, principalement en raison des nouveaux projets mis en service.



## PERSPECTIVES

### Résultat comparable

Le résultat des gazoducs aux États-Unis varie généralement en fonction des volumes visés par des contrats, des volumes livrés et des tarifs facturés, de même qu'en fonction du coût de la prestation des services. 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.

Notre capacité de fidéliser notre clientèle et 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.

Le bénéfice des gazoducs aux États-Unis en 2020 devrait être semblable à celui de 2019, grâce, entre autres, à l'accroissement des produits après l'achèvement 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. Les services offerts par nos réseaux de gazoducs font toujours l'objet d'une forte demande. Nous prévoyons que nos actifs garderont les niveaux d'utilisation élevés qu'ils ont connus en 2019. Ces résultats, qui demeureront positifs, seront cependant contrebalancés par le contrecoup de la vente des actifs de Columbia Midstream, le 1<sup>er</sup> août 2019.

ANR est bien positionnée pour continuer de profiter de ses contrats à long terme visant les volumes provenant du BSOC et 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 au Texas, à la zone de production de la côte américaine du golfe du Mexique et aux marchés des utilisateurs finals, notamment les exportateurs de GNL. Nous prévoyons que le résultat d'ANR en 2020 sera comparable à celui de 2019.

Nous poursuivons nos projets d'expansion en cours d'aménagement à l'échelle de notre empreinte géographique, qui devraient permettre le transport d'une plus grande part de la production de gaz naturel vers les 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 des facteurs fondamentaux pour ce qui est des approvisionnements. L'accès à la région de la côte américaine du golfe du Mexique dont dispose Columbia Gulf nous procure une source de gaz naturel à faible coût qui peut répondre à la demande grandissante du secteur industriel et des marchés d'exportation des GNL.

### Dépenses d'investissement

Nous avons engagé des dépenses totalisant 1,9 milliard de dollars US en 2019 dans nos gazoducs aux États-Unis et prévoyons de consacrer encore une somme d'environ 2,0 milliards de dollars US en 2020 essentiellement aux projets d'expansion de Columbia Gas, d'ANR et de GTN et au programme de modernisation de Columbia Gas, ainsi qu'aux dépenses d'investissement de maintien de Columbia Gas et d'ANR, qui sont généralement recouvrables par le biais des droits futurs.

# Gazoducs – Mexique

## LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DES GAZODUCS AU MEXIQUE

Depuis plus de dix ans, il s'opère au Mexique une importante transition, le pays passant de la consommation de mazout et de diesel à l'utilisation du gaz naturel comme première source de carburant pour sa production d'électricité. Par conséquent, la demande croissante de gaz naturel a exigé la mise en place de nouvelles infrastructures gazières, et le besoin persiste. Au Mexique, l'aménagement de grosses infrastructures gazières se fait essentiellement au moyen d'un processus d'appel à la concurrence. Tous nos contrats à long terme actuels, qui sont principalement libellés en dollars US, ont été conclus avec la CFE, la société nationale de services publics d'électricité du Mexique. Ces contrats sont à taux fixes et prévoient le recouvrement des coûts afférents à la prestation des services, rapportent un rendement sur le capital investi et assurent le recouvrement de ce capital. En tant qu'exploitant des gazoducs, nous sommes exposés à un risque en ce qui a trait au dépassement des coûts d'exploitation et de construction et à d'éventuelles 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.

## FAITS MARQUANTS

### Arbitrage

En juin 2019, la CFE a déposé des demandes d'arbitrage en vertu des contrats visant Sur de Texas, Villa de Reyes et Tula. La CFE cherchait à faire annuler les clauses qui régissent les responsabilités respectives des parties en cas de force majeure et à obtenir le remboursement de certains frais fixes de capacité visés par ces clauses. Une convention modifiée a été ratifiée à l'égard du gazoduc Sur de Texas, et la CFE a retiré sa demande d'arbitrage visant celui-ci. La procédure d'arbitrage visant Villa de Reyes et Tula, ainsi que les paiements de frais fixes de capacité en cas de force majeure y afférents, ont été suspendus pendant la conduite des négociations sur les contrats de transport.

### Sur de Texas

L'exploitation commerciale du gazoduc Sur de Texas a commencé en septembre 2019 après la signature de la convention modifiée susmentionnée avec la CFE. L'entente initiale visant Sur de Texas établissait des droits variables sur une durée contractuelle de 25 ans. Par suite de la modification, le contrat a été prolongé de 10 ans et la CFE obtiendra des services de transport sur 35 ans selon une structure tarifaire normalisée fondée sur les coûts de construction réels qui prévoit des droits fixes initiaux pour les 25 premières années du contrat et des droits fixes plus élevés pour les 10 dernières années du contrat. Les autres modalités et conditions du contrat restent essentiellement les mêmes. Les produits mensuels tirés de ce gazoduc seront constatés à un taux moyen normalisé sur la durée contractuelle de 35 ans.

### Villa de Reyes

Les travaux de construction du projet de Villa de Reyes se poursuivent; la mise en service graduelle du projet devrait commencer au deuxième trimestre de 2020, et la mise en service complète devrait avoir lieu d'ici la fin de 2020. Nous avons reçu les paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure jusqu'en mai 2019, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.

### Tula

Le tronçon est du gazoduc Tula est prêt à assurer des services de transport interruptibles jusqu'à ce que commence le service normal prévu par le contrat conclu avec la CFE. Les travaux de construction du tronçon central du projet Tula ont été reportés en raison de l'absence de progrès du côté du Secrétariat de l'Énergie, ministère responsable des consultations avec la population autochtone. Le tronçon ouest du gazoduc Tula est terminé sur le plan mécanique et il devrait entrer en service dès que du gaz sera accessible. Le projet devrait être achevé environ deux ans après la conclusion fructueuse du processus de consultation. Nous avons reçu les paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure jusqu'en juin 2019, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.

## 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.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Topolobampo	<b>159</b>	172	157
Tamazunchale	<b>120</b>	127	112
Mazatlán	<b>70</b>	78	65
Guadalajara	<b>65</b>	71	68
Sur de Texas <sup>1</sup>	<b>43</b>	16	8
Autres	—	4	(11)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>457</b>	468	399
Amortissement	<b>(87)</b>	(75)	(72)
<b>BAII comparable</b>	<b>370</b>	393	327
Incidence du change	<b>120</b>	117	99
<b>BAII comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)</b>	<b>490</b>	510	426

<sup>1</sup> Représente notre quote-part du bénéfice provenant de notre participation de 60 %.

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique de 2019 a été inférieur de 20 millions de dollars à celui de 2018; il avait augmenté de 84 millions de dollars en 2018 comparativement à 2017.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique de 2019 est inférieur de 11 millions de dollars US à celui de 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019, après quoi nous avons commencé à comptabiliser un bénéfice opérationnel. Avant la mise en service du gazoduc, notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas reflétait la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, déduction faite de notre quote-part des intérêts débiteurs sur des prêts intersociétés. Notre quote-part de ces intérêts débiteurs est entièrement compensée dans les intérêts créditeurs et autres;
- la diminution des autres produits d'exploitation faisant suite essentiellement aux changements apportés au moment de leur constatation en 2018.

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 à nos gazoducs en exploitation;
- 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 de notre quote-part des intérêts débiteurs sur des prêts intersociétés. Notre quote-part de ces intérêts débiteurs est entièrement compensée dans les intérêts créditeurs et autres.

### Amortissement

L'amortissement de l'exercice 2019 a été supérieur de 12 millions de dollars US à celui de 2018, ce qui s'explique par la mise en service de nouveaux actifs et par d'autres ajustements. L'amortissement de l'exercice 2018 avait été semblable à celui de 2017.

## PERSPECTIVES

### Résultat comparable

Le résultat des gazoducs au Mexique reflète les contrats de transport à long terme 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 de 60 % dans le gazoduc Sur de Texas.

Étant donné la nature à long terme des contrats de transport sous-jacents à nos activités, le résultat reste sensiblement le même d'un exercice à l'autre, sauf lorsque de nouveaux actifs sont mis en service. Le résultat de 2020 devrait être supérieur à celui de 2019 en raison de l'exploitation du gazoduc Sur de Texas pour l'exercice au complet ainsi que des frais associés à l'achèvement et à l'exploitation de celui-ci; le résultat tiendra aussi compte de l'apport supplémentaire tiré du gazoduc Villa de Reyes, qui devrait être entièrement opérationnel d'ici la fin de 2020.

### Dépenses d'investissement

Nous avons consacré des dépenses d'investissement totalisant 0,3 milliard de dollars US en 2019 à nos gazoducs Sur de Texas et Villa de Reyes et prévoyons d'investir 0,1 milliard de dollars US en 2020, somme qui sera consacrée principalement à l'achèvement du gazoduc Villa de Reyes.

## GAZODUCS – RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques décrits ci-après sont particuliers au secteur des gazoducs. Se reporter à la page 90 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

### Volumes de production des bassins d'approvisionnement

Le BSOC demeure la principale source d'approvisionnement du réseau de NGTL et de nos gazoducs en aval. 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 et de ses liquides, la concurrence entre les bassins, les droits visant les gazoducs et les usines de traitement du gaz, la demande à l'intérieur des bassins, les changements apportés à la réglementation et la valeur globale des réserves, y compris les liquides qu'elles contiennent.

### 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, notamment ceux qui sont 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 au marché des services de transport concurrentiels.

### Concurrence dans les installations nouvelles

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

### Demande de capacité pipelinrière

En définitive, la demande de capacité pipelinrière 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, des mesures d'économie d'énergie et de la demande de combustibles de remplacement de même que du prix des sources d'énergie nouvelles. Le renouvellement des contrats à l'échéance et la possibilité d'exiger des droits concurrentiels 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. L'utilisation de la capacité de nos gazoducs s'accroît sans cesse et justifie de nouveaux investissements et de nouveaux projets d'expansion.

### 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 et l'évolution de leurs politiques, 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 retardé ou aboutir à une décision défavorable en raison d'actions menées par des groupes d'activistes et d'autres parties prenantes et de leur influence sur l'opinion publique et sur les politiques gouvernementales relatives à l'expansion de l'infrastructure pipelinière. De plus, un certain nombre de ces questions peuvent aussi engendrer des litiges faisant l'objet de poursuites devant les tribunaux, ce qui entraînerait des répercussions sur les coûts des projets concernés ainsi que des retards dans leur réalisation.

Des examens plus minutieux des méthodes d'exploitation par les organismes de réglementation, les tribunaux 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 gérons constamment ces risques en nous tenant au courant des faits nouveaux et des décisions en matière de réglementation afin de gérer leur effet possible sur notre secteur des gazoducs et en veillant à ce que les demandes relatives aux droits, aux installations et aux tarifs tiennent compte de ces risques et les réduisent dans la mesure du possible.

## Risque gouvernemental

Les revirements des politiques observées par les pouvoirs en place ou faisant suite à un changement à la tête du gouvernement peuvent influencer sur notre capacité à faire croître nos activités. Les restrictions imposées sur l'utilisation des combustibles fossiles, les activités économiques transfrontalières et la construction de nouvelles infrastructures peuvent également influencer sur nos possibilités de croissance. Nous sommes déterminés à collaborer avec toutes les instances gouvernementales pour faire en sorte que les avantages et les risques de nos activités soient compris et que des stratégies d'atténuation adéquates soient mises en application.

## 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 constamment nos réseaux de gazoducs, 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 l'entretien de l'équipement de compression fait l'objet de programmes de fiabilité et d'intégrité rigoureux qui en assurent l'exploitation sécuritaire et fiable.

## 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. Nous offrons aussi des services de transport de liquides en Alberta.

Notre entreprise de pipelines de liquides comprend les installations suivantes :

- des pipelines de liquides en propriété exclusive – environ 4 400 km (2 700 milles);
- des installations de stockage opérationnel et à terme détenues en propriété exclusive – plus de 6,5 millions de barils;
- des pipelines de liquides détenus en partie – plus de 500 km (300 milles).

---

### 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.

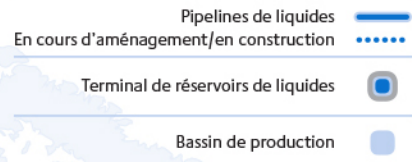
---

### Faits récents

- Obtention d'un nouveau permis présidentiel à l'égard du projet Keystone XL.
- Confirmation par la Cour suprême du Nebraska de l'approbation du tracé de l'oléoduc Keystone XL au Nebraska.
- Obtention de l'énoncé supplémentaire définitif de l'impact environnemental à l'égard de Keystone XL délivré par le Département d'État des États-Unis.
- Approbation du Bureau of Land Management des États-Unis autorisant la construction de l'oléoduc Keystone XL dont le tracé traverse des terres administrées par le gouvernement fédéral dans le Montana et des terres administrées par le Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis à proximité du fleuve Missouri.
- Encaissement du produit de 1,15 milliard de dollars venant de la monétisation partielle de Northern Courier.
- Mise en service du pipeline White Spruce.
- Construction de canalisations de raccordement entre le réseau d'oléoducs Keystone et la raffinerie de Motiva Enterprises LLC (« Motiva ») à Port Arthur, au Texas.

# TC Énergie Pipelines de liquides

Au 31 décembre 2019





Nous exploitons ou aménageons les pipelines indiqués ci-dessous :

		Longueur	Description	Participation effective
<b>Pipelines de liquides</b>				
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.	15 %
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 %
<b>En cours d'aménagement</b>				
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 (287 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, que viennent compléter des activités de commercialisation des liquides. 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 en 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. Il assure aussi 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. Trois oléoducs de transport de liquides en Alberta – Grand Rapids, Northern Courier et White Spruce – 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. Cette division de commercialisation conclut des contrats visant la capacité des pipelines de TC Énergie ou de pipelines et de réservoirs aux terminaux appartenant à des tiers.

### Contexte commercial

La demande mondiale de pétrole brut et de liquides continue de croître malgré la transition progressive vers une utilisation plus efficiente des combustibles et les technologies énergétiques plus propres. Cette croissance s'explique par la demande grandissante de l'Asie et par l'augmentation de la population mondiale, qui devrait se chiffrer à 11 % entre 2019 et 2030. La demande mondiale de pétrole brut et de liquides devrait passer de 102 millions de b/j en 2019 à 114 millions de b/j en 2030, sous l'effet essentiellement 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 12 millions de b/j de la demande, sans compter que la production doit aussi compenser les taux de déclin annuel mondiaux, qui totaliseront quelque 26 millions de b/j d'ici 2030.

Pour faire face à la demande combinée supplémentaire de 38 millions de b/j d'ici 2030, il faut 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 devrait venir 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 sont restés relativement stables, 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

#### Canada

Avec quelque 164 milliards de barils pouvant être techniquement et économiquement récupérés dans les sources classiques et dans les sables bitumineux qui se trouvent principalement en Alberta en 2018, 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 2019 s'est chiffrée à environ 4,5 millions de b/j et devrait augmenter pour atteindre 5,5 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 3,7 millions de b/j; c'est une source d'approvisionnement favorable en raison de sa stabilité, de la durée de vie étendue des réserves et de l'amélioration rapide de la performance au chapitre des coûts et de la protection environnementale.

## États-Unis

Les États-Unis sont devenus le plus gros producteur de pétrole brut du monde : la production américaine a dépassé 12 millions de b/j en 2019. 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. Ces dernières années, le bassin permien est devenu la région productrice la plus importante, puisqu'elle compte pour environ 30 % de la production totale de brut aux États-Unis et est appelée à augmenter de 5,2 millions de b/j pour atteindre 8,6 millions de b/j d'ici 2030.

Étant donné que la capacité de traitement de pétrole léger est entièrement utilisée aux États-Unis et que la production ne cesse de croître, les exportations de pétrole brut sont passées de 2,0 millions de b/j en 2018 à 3,0 millions de b/j en 2019. D'ici 2030, les États-Unis devraient exporter quelque 7,0 millions de b/j de pétrole brut, principalement du pétrole léger, et importer environ 4,7 millions de b/j de brut lourd.

### Perspective de la demande

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. 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.

Les marchés de raffinage du Midwest américain et de la côte américaine du golfe du Mexique dépendent largement des importations de brut lourd; le total des importations s'est chiffré à environ 4,5 millions de b/j en 2019. Ensemble, les raffineurs du Midwest américain possèdent une capacité de raffinage d'environ 4,0 millions de b/j et requièrent environ 2,1 millions 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 9,8 millions de b/j, soit plus de la moitié de la capacité de raffinage totale des États-Unis. En 2019, elle a importé environ 2,0 millions de b/j de pétrole, principalement du brut lourd, pour répondre à la demande.

À l'heure actuelle, le Canada est le plus grand exportateur de pétrole brut vers les États-Unis (environ 3,8 millions de b/j). La demande de pétrole brut lourd aux États-Unis est persistante et devrait rester solide 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.

### 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 régions où se concentre la demande. Nos réseaux de pipelines de liquides de l'Alberta et d'oléoducs 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 TC Énergie pour offrir des solutions de transport concurrentielles à l'approvisionnement grandissant de pétrole lourd albertain et de pétrole léger américain de réservoirs étanches.

Dans les limites de nos préférences en matière de risque, nous restons déterminés :

- à protéger et à optimiser la valeur de nos actifs actuels;
- à agrandir et à exploiter au mieux nos infrastructures actuelles;
- 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 collaborons constamment 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 Alberta, nous continuons de nous positionner de manière à tirer profit de la croissance de la production dans le BSOC. Le déclin de la production de pétrole brut en Amérique latine a poussé la demande à l'égard du brut lourd du BSOC manifestée par la côte américaine du golfe du Mexique qui, par le passé, comptait plutôt sur les importations extracôtières. La résolution des contraintes qui entravaient l'acheminement de la production hors du BSOC devrait stimuler une importante croissance de la production et nécessiter de nouvelles solutions de transport. Si des garanties commerciales supplémentaires étaient obtenues, les projets de

pipeline Heartland, du terminal de Heartland et du terminal Hardisty, qui ont tous obtenu l'approbation des organismes de réglementation, permettraient aux expéditeurs de se relier de manière ininterrompue entre la zone de production de Fort McMurray et le marché. Les expéditeurs disposeraient alors d'un corridor de transport ininterrompu entre le BSOC et les marchés, dont la côte américaine du golfe du Mexique.

Amener le projet Keystone XL jusqu'à la phase de construction reste l'une de nos grandes priorités. Ce projet pourrait plus que doubler la capacité du réseau d'oléoducs Keystone et améliorerait l'accès à une capacité de raffinage de plus de 4,3 millions de b/j à Houston et à Port Arthur, au Texas, qui représentent pour le pétrole lourd du BSOC un marché d'importance critique. L'élargissement de la capacité pipelinière pour qu'elle englobe ces importants marchés devrait augmenter les volumes transportés sur de courtes et de longues distances.

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. Les raccordements aux terminaux et les installations de stockage attirent les volumes vers les réseaux de pipelines, ce qui nous aidera, pensons-nous, à conclure des contrats à long terme ou à vendre au comptant des volumes supplémentaires. 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 et de Denver-Julesburg.

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 fournissons 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 en adéquation avec nos préférences en matière de risque.

## **FAITS MARQUANTS**

### **Réseau d'oléoducs Keystone**

En janvier 2019, nous avons conclu un accord avec Motiva visant la construction de canalisations de raccordement entre le réseau d'oléoducs Keystone et la raffinerie d'une capacité 630 000 b/j de Motiva à Port Arthur, au Texas. Ce raccordement devrait être prêt à entrer en fonction au quatrième trimestre de 2020.

Au début de février 2019, nous avons temporairement mis en arrêt le réseau d'oléoducs Keystone après la détection d'une fuite près de St. Charles, au Missouri. Le réseau d'oléoducs a été remis en service le jour même, mais le tronçon qui relie Steele City, au Nebraska, à Patoka, en Illinois, a été remis en service à la mi-février 2019. En octobre 2019, nous avons temporairement remis en arrêt le réseau d'oléoducs Keystone après la détection d'une autre fuite, cette fois près d'Edinburg, dans le Dakota du Nord. Le réseau d'oléoducs a été remis en service en novembre 2019, après que la PHMSA a approuvé le plan de réparation et de remise en service. Ces mises hors service n'ont pas eu un effet important sur le résultat de 2019.

### **Keystone XL**

En mars 2019, le président américain a délivré un nouveau permis présidentiel pour le projet Keystone XL, lequel a remplacé le permis de 2017 et entraîné l'abandon de certaines actions en justice concernant le permis de 2017 et l'injonction interdisant certains travaux préalables à la construction et la construction du projet.

La Cour fédérale de district du Montana a été saisie de poursuites dont la portée a été étendue pour inclure des contestations du permis présidentiel de 2019.

En août 2019, la Cour suprême du Nebraska a confirmé la décision rendue en novembre 2017 par la Public Service Commission de l'État du Nebraska qui approuvait le tracé du pipeline Keystone XL à travers l'État.

Le Département d'État des États-Unis a publié un énoncé définitif supplémentaire de l'impact environnemental du projet en décembre 2019. Cet énoncé définitif vient compléter l'énoncé de l'impact environnemental de 2014 à l'égard de Keystone XL et sous-tend les permis du Bureau of Land Management et du Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis.

Le 7 février 2020, nous avons reçu l'approbation du Bureau of Land Management des États-Unis autorisant la construction de l'oléoduc Keystone XL dont le tracé traverse des terres administrées par le gouvernement fédéral dans le Montana et des terres administrées par le Corps des ingénieurs de l'armée des États-Unis à proximité du fleuve Missouri.

Nous continuons de gérer activement les questions d'ordre juridique et réglementaire à mesure que le projet avance.

### **White Spruce**

En mai 2019, le pipeline White Spruce, qui transporte 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, est entré en service.

### **Northern Courier**

Le 17 juillet 2019, nous avons conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à AIMCo pour un produit brut de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 69 millions de dollars avant les impôts, après comptabilisation de notre participation résiduelle de 15 % à la juste valeur. Le gain de 115 millions de dollars, après les impôts, reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales d'exercices antérieurs qui n'avaient pas encore été comptabilisés. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, dont le produit a été versé à TC Énergie, ce qui a donné lieu à un produit brut global de 1,15 milliard de dollars pour TC Énergie découlant de la monétisation de cet actif. Nous demeurons l'exploitant du pipeline Northern Courier et comptabilisons notre participation résiduelle de 15 % à la valeur de consolidation dans nos états financiers consolidés.

## 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.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Réseau d'oléoducs Keystone	<b>1 654</b>	1 443	1 283
Pipelines en Alberta	<b>137</b>	160	33
Commercialisation des liquides et autres	<b>401</b>	246	32
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 192</b>	1 849	1 348
Amortissement	<b>(341)</b>	(341)	(309)
<b>BAII comparable</b>	<b>1 851</b>	1 508	1 039
Postes particuliers :			
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	<b>69</b>	—	—
Charge de dépréciation d'Énergie Est	—	—	(1 256)
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	—	(34)
Activités de gestion des risques	<b>(72)</b>	71	—
<b>Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)</b>	<b>1 848</b>	1 579	(251)
<b>BAII comparable libellé comme suit :</b>			
Dollars CA	<b>356</b>	370	255
Dollars US	<b>1 127</b>	876	604
Incidence du change	<b>368</b>	262	180
<b>BAII comparable</b>	<b>1 851</b>	1 508	1 039

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a augmenté de 269 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018; il avait augmenté de 1 830 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. Ces chiffres tiennent compte des postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- un gain de 69 millions de dollars, avant les impôts, sur la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier en 2019;
- une charge de dépréciation de 1 256 millions de dollars, avant les impôts, comptabilisée en 2017 relativement au pipeline Énergie Est et à des projets connexes;
- en 2017, des coûts de 34 millions de dollars, avant les impôts, 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 qui 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 343 millions de dollars en 2019 à celui de 2018, hausse principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes 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 du pipeline White Sruce, mis en service en mai 2019;
- la diminution du bénéfice par suite de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier en juillet 2019;
- l'incidence favorable du change sur le résultat équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides avait été supérieur de 501 millions de dollars en 2018 à celui de 2017 en raison des éléments suivants :

- l'augmentation des volumes 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 de nos pipelines albertains, Grand Rapids et Northern Courier, dont l'exploitation avait commencé au deuxième semestre de 2017;
- la diminution des coûts liés à l'expansion des affaires du fait du retour à la capitalisation des dépenses consacrées à Keystone XL en 2018.

## Amortissement

L'amortissement s'est chiffré à 341 millions de dollars en 2019 et en 2018, ce qui reflète la mise en service de nouvelles installations et le raffermissement du dollar américain, facteurs en partie contrebalancés par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier. Si l'amortissement de 2018 avait été supérieur de 32 millions de dollars par rapport à celui de 2017, c'est principalement en raison de la mise en service de nouvelles installations.

## PERSPECTIVES

### Résultat comparable

Le résultat du secteur des pipelines de liquides en 2020 devrait être considérablement inférieur au résultat de 2019, tant pour le réseau d'oléoducs Keystone que pour notre entreprise de commercialisation des liquides. En effet, les volumes et les marges seront plus faibles, car la conjoncture du marché s'est modifiée et les belles occasions qui se sont présentées en 2019 ne seront pas de retour en 2020. De plus, la monétisation partielle de Northern Courier, le 17 juillet 2019, entraînera une réduction du bénéfice en 2020.

### Dépenses d'investissement

Les dépenses d'investissement engagées en 2019 ont totalisé 1,0 milliard de dollars, et ont été consacrées principalement à l'avancement du projet Keystone XL. Nous prévoyons d'investir 0,3 milliard de dollars en 2020 dans notre secteur des pipelines de liquides.

## RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur des pipelines de liquides. Se reporter à la page 90 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement, et pour connaître notre méthode de gestion des risques.

### 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 d'intérêt 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 autorisations 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, nous intégrons des analyses de scénarios à nos perspectives stratégiques et nous travaillons en collaboration étroite avec nos parties prenantes à l'aménagement et à l'exploitation de nos actifs.

### **Approvisionnement en pétrole brut et demande de capacité pipelinière**

Un recul de la demande de produits pétroliers raffinés pourrait avoir un effet négatif sur le prix que touchent les producteurs de pétrole brut pour leur produit. Un resserrement 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 et stockage

Au moment où nous avons adopté le nom de TC Énergie pour la société, le secteur précédemment appelé Énergie a été renommé Énergie et stockage. Ce secteur regroupe 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 6 000 MW. Ils sont situés en Alberta, en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick 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 Gpi<sup>3</sup> de stockage de gaz naturel non réglementé en Alberta.

---

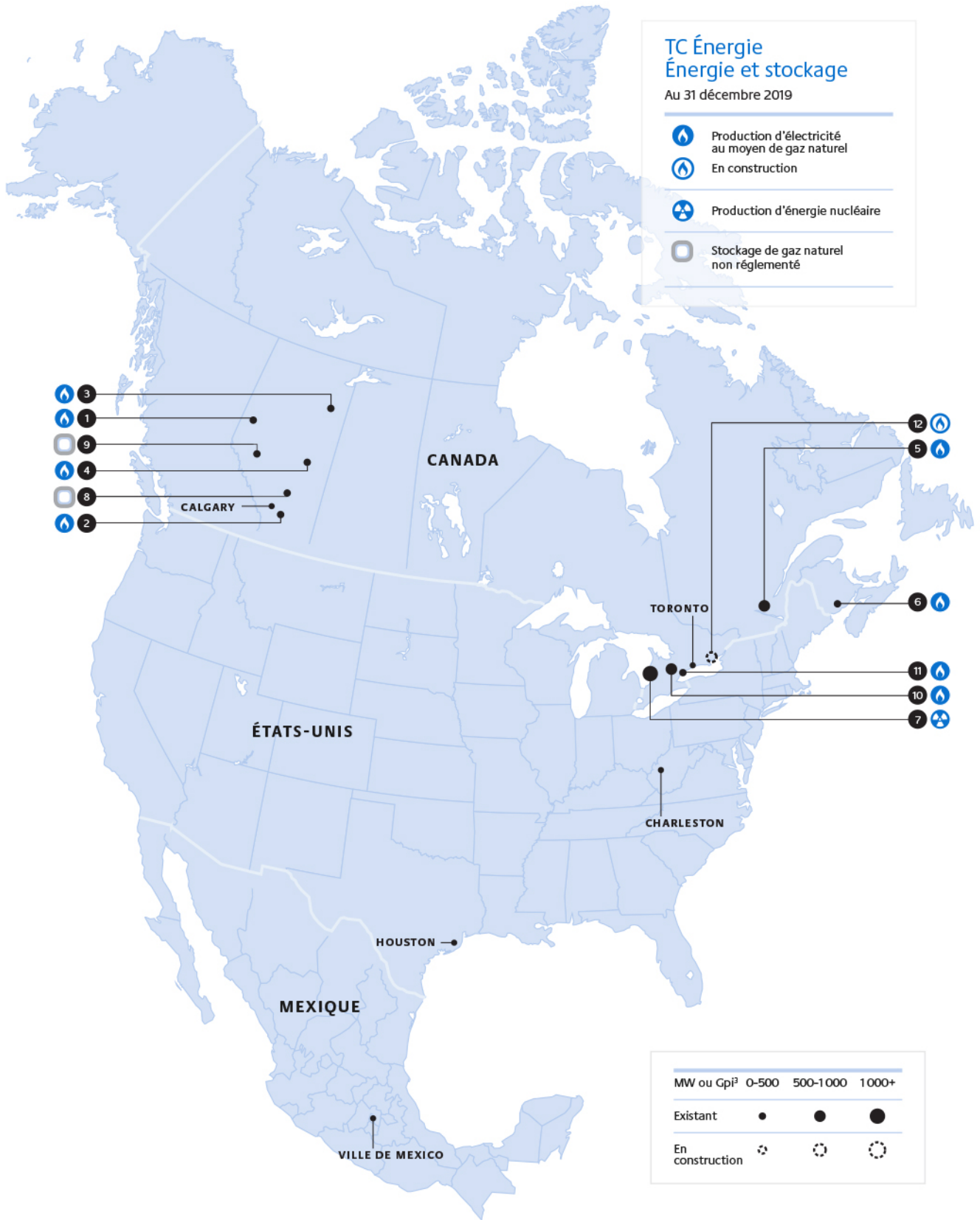
### Stratégie

- Nous souhaitons maximiser la valeur de notre portefeuille d'actifs de production et de stockage d'énergie en assurant leur exploitation optimale, sécuritaire et fiable.
- Nous voulons poursuivre notre croissance nord-américaine grâce à des infrastructures de production d'électricité à faible risque.

---

### Faits récents

- Conclusion d'une entente visant la vente de nos trois centrales alimentées au gaz naturel en Ontario.
- Clôture de la vente de notre centrale de Coolidge et du reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.
- Hausse du prix contractuel pour Bruce Power, qui est passé de 68 \$ le MWh à environ 78 \$ le MWh, compte tenu des coûts transférables.
- Avancement du programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power, l'arrêt d'exploitation permettant de commencer le remplacement des composantes principales (« RCP ») du réacteur 6 le 17 janvier 2020.



Nous sommes l'exploitant de tous nos actifs de production et de stockage d'énergie, à l'exception de Bruce Power et de Portlands Energy.

Capacité de production (MW)	Type de combustible	Description	Participation effective	
<b>Installations de production énergétique</b> Capacité de production de 6 055 MW (y compris les actifs destinés à la vente)				
<b>Installations énergétiques au Canada</b> Capacité de production de 2 946 MW (y compris les actifs destinés 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 %
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, et 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 %
<b>Bruce Power</b> Capacité de production de 3 109 MW				
7	Bruce Power <sup>1</sup>	3 109 énergie nucléaire	Huit réacteurs en exploitation situés à Tiverton, en Ontario. Bruce Power loue les réacteurs nucléaires de l'OEO.	48,4 %
<b>Installations de stockage de gaz naturel non réglementées</b> Capacité de stockage de 118 Gpi <sup>3</sup>				
8	Crossfield	68 Gpi <sup>3</sup>	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près de Crossfield, en Alberta.	100 %
9	Edson	50 Gpi <sup>3</sup>	Installation souterraine reliée au réseau de NGTL, située près d'Edson, en Alberta.	100 %
<b>Actifs destinés à la vente</b>				
10	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 %
11	Portlands Energy <sup>1</sup>	275 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 %
12	Napanee <sup>2</sup>	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 premier trimestre de 2020.	100 %

<sup>1</sup> Notre quote-part de la capacité de production.

<sup>2</sup> En cours de construction.

## LES ROUAGES DE NOTRE SECTEUR DE L'ÉNERGIE ET DU STOCKAGE

Le secteur de l'énergie et du stockage compte deux groupes :

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

### Installations de production énergétique

#### Installations énergétiques au Canada

Nous détenons ou nous affairons à construire des centrales de production d'électricité totalisant une capacité d'environ 2 950 MW au Canada, sans compter notre investissement dans Bruce Power. Bien que nous ayons conclu une entente visant la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, les résultats de ces installations resteront inclus dans le BAIIA comparable jusqu'à ce que la vente ait été menée à bien.

Nous détenons quatre centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta, dont nous maximisons les produits au moyen de l'exécution disciplinée d'une stratégie d'exploitation. Le groupe chargé de la commercialisation vend l'électricité qui ne fait pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de vendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser les résultats. 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. L'objectif de cette stratégie est de nous assurer de disposer d'un approvisionnement suffisant pour nous acquitter de nos engagements de vente en cas d'arrêt d'exploitation imprévu et de pouvoir saisir les occasions d'accroître le résultat pendant les périodes où les prix au comptant sont élevés.

En juillet 2019, le gouvernement de l'Alberta a annoncé sa décision de maintenir l'actuel marché exclusivement énergétique, et de ne pas se doter d'un marché axé sur la capacité. 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.

Toute l'électricité produite par les actifs des installations énergétiques de l'Est du Canada est vendue aux termes de contrats à long terme. Une discipline d'entretien et d'exploitation optimale des centrales est essentielle au résultat de ces actifs, où le résultat dépend de la capacité disponible et du rendement des centrales.

La SIERE poursuit sa réforme du marché de gros de l'électricité de l'Ontario afin d'en améliorer l'efficacité; la mise en application de cette réforme devrait avoir lieu en 2023. En juillet 2019, la SIERE a interrompu ses travaux visant à instaurer un nouveau marché visant l'accroissement de la capacité, invoquant l'évolution des besoins en approvisionnement. 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 6 430 MW. L'OEO loue les installations à Bruce Power, qui les rendra à l'OEO à la fin du bail aux fins de démantèlement. De ce fait, Bruce Power ne supporte aucun risque lié au combustible irradié. Nous détenons une participation de 48,4 % dans Bruce Power.

Les résultats de Bruce Power varieront surtout en raison du programme de RCP ainsi que 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 six réacteurs visés jusqu'aux arrêts majeurs prévus pour remise à neuf et par la suite. 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, axé sur le remplacement effectif de composantes clés limitant la durée de vie des réacteurs.

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé le 17 janvier 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 2019 à 2021, une somme totale d'environ 200 millions de dollars sera versée à la SIERE relativement aux efficacités opérationnelles et aux efficacités de coûts réalisées au cours de la période allant de 2016 à 2018, notre quote-part de cette somme se chiffrant 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 Gpi<sup>3</sup> 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.

Le secteur du stockage de gaz naturel contribue à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, tout en ajoutant 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 nous permettent également, ainsi qu'à nos 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

#### Centrales alimentées au gaz naturel en Ontario

Le 30 juillet 2019, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos centrales électriques Halton Hills et Napanee de même que notre participation de 50 % dans Portlands Energy Centre à une filiale d'Ontario Power Generation Inc. pour un produit d'environ 2,87 milliards de dollars, sous réserve du moment de la clôture et des ajustements y afférents. La clôture de la vente devrait avoir lieu d'ici la fin du premier trimestre de 2020 sous réserve des conditions, incluant les approbations réglementaires et le rétablissement de l'exploitation commerciale à Napanee comme il est indiqué dans l'entente. Nous prévoyons que cette vente donnera lieu à une perte totale d'environ 380 millions de dollars avant les impôts (280 millions de dollars après les impôts). Comme ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente, une tranche de 279 millions de dollars de cette perte avant les impôts (194 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée au 31 décembre 2019. Le montant La partie non comptabilisée de la perte au 31 décembre 2019 correspond essentiellement aux coûts qui devraient être engagés jusqu'à la mise en service de la centrale de Napanee, y compris les intérêts capitalisés et les ajustements de clôture prévus, et sera comptabilisée au plus tard à la clôture de cette transaction, qui devrait avoir lieu d'ici à la fin du premier trimestre de 2020.

En mars 2019, un bris d'équipement s'est produit à Napanee pendant le déroulement des activités de mise en service, ce qui a retardé le démarrage de la centrale. Le bris a été corrigé et les dernières activités de mise en service ont repris leur cours; l'exploitation commerciale devrait commencer vers la fin du premier trimestre de 2020 pour un coût de projet estimé à 1,8 milliard de dollars.

#### Centrale de Coolidge

En décembre 2018, nous avons conclu une entente visant la vente de notre centrale de Coolidge, située en Arizona, à SWG Coolidge Holdings, LLC (« SWG »). Salt River Project Agriculture Improvement and Power District (« SRP »), la contrepartie à la CAE, a par la suite exercé son droit contractuel de premier refus quant à la vente à un tiers, et nous avons résilié l'entente avec SWG. Le 21 mai 2019, nous avons conclu la vente à SRP conformément aux modalités de son droit de premier refus pour un produit de 448 millions de dollars US, avant les ajustements postérieurs à la clôture, ce qui a donné lieu à un gain de 68 millions de dollars avant les impôts (54 millions de dollars après les impôts).

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

En mai 2019, nous avons vendu le reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis. Cette transaction marque la fin de la réduction progressive de nos activités de commercialisation d'électricité dans cette région.

#### Bruce Power – Allongement du cycle de vie

La mise à l'arrêt prévue par le programme de RCP du réacteur 6 a commencé le 17 janvier 2020, la fin des travaux étant prévue pour la fin de 2023. Nous prévoyons d'investir quelque 2,4 milliards de dollars dans le programme d'allongement du cycle de vie de Bruce Power d'ici 2023, y compris les coûts du programme de RCP du réacteur 6, et environ 5,8 milliards de dollars par la suite. 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 SIÈRE.

## 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.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Installations énergétiques au Canada <sup>1,2</sup>	<b>285</b>	428	444
Bruce Power <sup>1</sup>	<b>527</b>	311	434
Installations énergétiques aux États-Unis <sup>3</sup>	—	—	130
Stockage de gaz naturel et autres <sup>4</sup>	<b>20</b>	13	22
<b>BAIIA comparable</b>	<b>832</b>	752	1 030
Amortissement	<b>(95)</b>	(119)	(151)
<b>BAII comparable</b>	<b>737</b>	633	879
Postes particuliers :			
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	<b>(279)</b>	—	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	<b>68</b>	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>(8)</b>	(5)	—
Gain sur la vente des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne	—	170	—
Gain net sur les ventes d'actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	—	484
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	—	—	127
Activités de gestion des risques	<b>(63)</b>	(19)	62
<b>Bénéfice sectoriel</b>	<b>455</b>	779	1 552

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

2 Ces données comprennent les résultats de la centrale de Coolidge jusqu'à sa vente le 21 mai 2019, des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne jusqu'à leur vente en octobre 2018 et des actifs d'énergie solaire en Ontario jusqu'à leur vente en décembre 2017.

3 Ces données comprennent les résultats des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis jusqu'à leur vente au deuxième trimestre de 2017.

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 Énergie et stockage a diminué de 324 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018 et avait diminué de 773 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une perte de 279 millions de dollars avant les impôts comptabilisée en 2019 relativement à nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui sont destinées à la vente;
- un gain de 68 millions de dollars avant les impôts se rapportant à la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- en 2019, une perte de 8 millions de dollars avant les impôts au titre du reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, qui ont été vendus en mai 2019 (5 millions de dollars en 2018, compte tenu d'un gain comptabilisé au premier trimestre de 2018 sur la vente de nos contrats de vente au détail);
- 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;
- en 2017, un gain net de 484 millions de dollars avant les impôts 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 additionnelle de 211 millions de dollars 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;
- 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;
- les pertes et les gains non réalisés découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

Se reporter à la rubrique « Faits marquants » pour un complément d'information sur les cessions de 2019.

En 2019, le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a été supérieur de 80 millions de dollars à celui de 2018; cette hausse est attribuable essentiellement à l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite essentiellement de la hausse des prix de l'électricité réalisés en 2019 et de la diminution des revenus tirés des fonds investis pour couvrir les avantages de retraite futurs en 2018, en partie annulée par la diminution des volumes découlant d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la baisse de l'apport des installations de production énergétique au Canada, principalement à cause de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en octobre 2018 et de celle de la centrale de Coolidge le 21 mai 2019. Le résultat de nos centrales de cogénération situées en Alberta a également été moins élevé en raison d'un plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation et d'un ajustement apporté à la facturation d'une période précédente par l'une de ces centrales.

En 2018, le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage avait 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;
- la réduction du résultat des activités de stockage de gaz naturel et d'autres activités causée principalement 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 au Canada 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 nos centrales de cogénération situées en Alberta sur des volumes d'électricité accrus.

## Amortissement

L'amortissement a diminué de 24 millions de dollars en 2019 comparativement à l'amortissement de 2018, ce qui s'explique essentiellement par la cessation de l'amortissement de notre centrale de Coolidge en décembre 2018, de notre centrale de Halton Hills en juillet 2019 et de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en juin 2018 par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente. Cette diminution de l'amortissement a été en partie contrebalancée par l'accroissement de l'amortissement de nos centrales de cogénération albertaines en raison de la réévaluation de la durée de vie utile de certaines de leurs composantes. L'amortissement avait diminué de 32 millions de dollars en 2018 par rapport à 2017, en grande partie en raison de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario en décembre 2017 et de la cessation de l'amortissement des projets éoliens de Cartier Énergie éolienne lors du classement dans les actifs destinés à la vente en juin 2018.



## 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.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAII comparables :			
Produits <sup>1</sup>	<b>1 746</b>	1 526	1 626
Charges d'exploitation	<b>(883)</b>	(852)	(846)
Amortissement et autres	<b>(336)</b>	(363)	(346)
<b>BAIIA comparable et BAII comparable<sup>2</sup></b>	<b>527</b>	311	434
<b>Bruce Power – données complémentaires</b>			
Capacité disponible des centrales <sup>3</sup>	<b>84 %</b>	87 %	90 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	<b>393</b>	280	221
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	<b>58</b>	92	49
Volumes des ventes (en GWh) <sup>2</sup>	<b>22 669</b>	23 486	24 368
Prix de l'électricité réalisés par MWh <sup>4</sup>	<b>76 \$</b>	67 \$	67 \$

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

2 Ces données tiennent compte de notre participation de 48,4 % dans Bruce Power (48,3 % en 2018; 48,4 % en 2017). 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 l'électricité 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 84 % en 2019, car des travaux d'entretien prévus ont été réalisés aux réacteurs 2, 3, 5 et 7. La capacité disponible s'était chiffrée à 87 % en 2018, car des travaux d'entretien prévus avaient été réalisés aux réacteurs 1, 4 et 8. 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.

Le 1<sup>er</sup> avril 2019, le prix contractuel pour Bruce Power est passé d'environ 68 \$ le MWh à environ 78 \$ le MWh, compte tenu des coûts transférables; ce prix contractuel ajusté définitif reflète les capitaux qui seront investis dans le cadre du programme de RCP du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs ainsi que les ajustements liés à l'inflation annuelle.

## PERSPECTIVES

### Résultat comparable

Le résultat comparable du secteur Énergie et stockage de 2020 devrait être inférieur à celui de 2019, essentiellement à cause d'un apport moins élevé de Bruce Power, analysé ci-dessous, de la vente de nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui devrait avoir lieu au premier trimestre de 2020 et de la vente de notre centrale de Coolidge, réalisée en mai 2019. Les résultats de notre entreprise de stockage de gaz naturel devraient diminuer, en raison principalement du rétrécissement des écarts de prix réalisés.

Notre quote-part du résultat de Bruce Power pour 2020 devrait être inférieure, principalement en raison de la mise à l'arrêt du réacteur 6 prévue par le programme de RCP, qui a commencé le 17 janvier 2020; ce facteur sera en partie compensé par le nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation prévus, hors RCP, qui surviendront en 2020 par rapport à 2019 ainsi que par l'effet sur l'exercice complet de l'augmentation des prix contractuels. Des travaux d'entretien prévus devraient avoir lieu aux réacteurs 4 et 5 de Bruce au premier semestre de 2020 et aux réacteurs 3 et 8 au second semestre de 2020. Le pourcentage de capacité moyenne disponible en 2020, exclusion faite du réacteur 6, devrait se situer dans le milieu de la fourchette des 80 %.

## Dépenses d'investissement

Nous avons consacré un total de 0,4 milliard de dollars à nos actifs du secteur Énergie et stockage en 2019, principalement pour poursuivre la construction de la centrale de Napanee, et nous prévoyons d'engager moins de 0,1 milliard de dollars à ce titre en 2020.

En 2019, 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 0,6 milliard de dollars en 2020.

## RISQUES D'ENTREPRISE

Les risques dont il est question ci-après sont particuliers à notre secteur Énergie et stockage. Se reporter à la page 90 pour un complément d'information sur les risques généraux auxquels TC Énergie est exposée dans son ensemble, y compris d'autres risques liés à l'exploitation, à la sécurité et au financement. Les activités de commercialisation du secteur se conforment à nos politiques en matière de gestion de risques décrites à la rubrique « Autres renseignements – Risques d'entreprise ».

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

Notre portefeuille d'actifs dans l'Est du Canada fait l'objet de contrats pour l'intégralité de la capacité des installations et il n'est pas, par conséquent, exposé de manière significative à la fluctuation des prix au comptant de l'électricité et du gaz naturel. À l'exception des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, pour la vente desquelles nous avons déjà conclu une entente, les contrats visant nos actifs dans l'Est du Canada viennent à échéance à moyen ou à long terme. Nous ne savons donc pas si nous serons en mesure de renouveler les contrats selon des modalités semblables et, dans la négative, 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 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 nos activités de production et de stockage 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 les marchés réglementé et déréglementé au Canada. Ces marchés sont assujettis aux divers règlements fédéraux et provinciaux applicables. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité, 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'électricité 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, y compris les effets possibles des changements climatiques, 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 ou des raccords de transmission régionaux. 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.

## 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.

<b>exercices clos les 31 décembre</b> (en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>BAIIA et BAll comparables</b>	<b>(17)</b>	(59)	(21)
Postes particuliers :			
Gain (perte) de change – prêt intersociétés <sup>1</sup>	<b>(53)</b>	5	63
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	(81)
<b>Perte sectorielle</b>	<b>(70)</b>	(54)	(39)

<sup>1</sup> 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 2019 a été supérieure de 16 millions de dollars à celle de 2018, laquelle avait été supérieure de 15 millions de dollars à celle de 2017.

La perte sectorielle du siège social comprend des pertes de change de 53 millions de dollars en 2019, comparativement à des gains de change de 5 millions de dollars en 2018 et de 63 millions de dollars en 2017, sur notre quote-part des prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires. Ces montants sont inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et ils ont été exclus du calcul du BAIIA et du BAll comparables car ils sont entièrement compensés par les gains et les pertes de change correspondants inclus dans les intérêts créditeurs et autres au titre du prêt intersociétés qui représente notre quote-part du financement à long terme du projet.

La perte sectorielle de 2017 comprenait des coûts de 81 millions de dollars avant les impôts liés à l'acquisition de Columbia qui ont été exclus du calcul du BAll et du résultat comparables.

Le BAIIA comparable de 2019 a été supérieur de 42 millions de dollars à celui de 2018, et ce dernier avait été inférieur de 38 millions de dollars à celui de 2017, principalement à cause de la baisse et de l'accroissement des frais généraux et frais d'administration, respectivement.

### 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 2019, nous avons engagé relativement à cette transformation des coûts de 86 millions de dollars pour les indemnités de cessation d'emploi et de 61 millions de dollars pour les obligations locatives, déduction faite de coûts de 158 millions de dollars recouvrables par le truchement des structures réglementaires et tarifaires. Le passif au titre de la restructuration se rapportant aux indemnités de cessation d'emploi était réglé au 31 décembre 2018 et aucune dotation à la provision n'a été comptabilisée en 2019. Au 31 décembre 2019, le passif au titre de la restructuration se rapportant aux contrats de location se chiffrait à 69 millions de dollars (81 millions de dollars au 31 décembre 2018). La réduction de ce passif est attribuable essentiellement aux paiements en trésorerie effectués au cours de l'exercice. Le solde de la provision pour obligations locatives au 31 décembre 2019 devrait être utilisé d'ici 2027.

## AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

### Intérêts débiteurs

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang</b>			
Libellés en dollars CA	<b>(598)</b>	(549)	(494)
Libellés en dollars US	<b>(1 326)</b>	(1 325)	(1 269)
Incidence du change	<b>(434)</b>	(394)	(379)
	<b>(2 358)</b>	(2 268)	(2 142)
Intérêts divers et charge d'amortissement	<b>(161)</b>	(121)	(99)
Intérêts capitalisés	<b>186</b>	124	173
<b>Intérêts débiteurs inclus dans le résultat comparable</b>	<b>(2 333)</b>	(2 265)	(2 068)
Poste particulier :			
Activités de gestion des risques	—	—	(1)
<b>Intérêts débiteurs</b>	<b>(2 333)</b>	(2 265)	(2 069)

Les intérêts débiteurs de 2019 ont été supérieurs de 68 millions de dollars par rapport à ceux de 2018, principalement sous l'effet net :

- des émissions de titres d'emprunt à long terme et de billets subordonnés de rang inférieur effectuées en 2019 et en 2018, déduction faite de ceux parvenus à maturité. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un complément d'information sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur;
- de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars US;
- des emprunts à court terme plus élevés;
- de l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant surtout à Keystone XL et à la centrale de Napanee.

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 sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur;
- de la diminution des intérêts capitalisés, essentiellement 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.

### Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Provision pour les fonds utilisés pendant la construction</b>			
Libellée en dollars CA	<b>203</b>	103	174
Libellée en dollars US	<b>205</b>	326	259
Incidence du change	<b>67</b>	97	74
<b>Provision pour les fonds utilisés pendant la construction</b>	<b>475</b>	526	507

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction de 2019 a été inférieure de 51 millions de dollars à celle de 2018, principalement en raison de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, facteur en partie contrebalancé par les dépenses d'investissement consacrées à notre réseau de NGTL et à l'investissement continu dans nos projets au Mexique.

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.

## Intérêts créditeurs et autres

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable</b>	<b>162</b>	177	159
Postes particuliers :			
Gain (perte) de change – prêt intersociétés	<b>53</b>	(5)	(63)
Activités de gestion des risques	<b>245</b>	(248)	88
<b>Intérêts créditeurs et autres</b>	<b>460</b>	(76)	184

En 2019, les intérêts créditeurs et autres ont été supérieurs de 536 millions de dollars à ceux de 2018, un effet net des éléments suivants :

- des gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques en 2019, alors qu'en 2018 ces activités s'étaient soldées par des pertes non réalisées, avant tout sous l'effet de l'affaiblissement et de l'appréciation du dollar américain à la fin de 2019 et 2018, respectivement. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable;
- des intérêts créditeurs plus élevés de même qu'un gain de change comptabilisé en 2019 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos, contre une perte de change en 2018. Notre quote-part des intérêts débiteurs et du montant lié au change correspondants de Sur de Texas est prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique et du secteur Siège social, respectivement, et elle n'a aucun effet sur le bénéfice net. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- des pertes réalisées plus élevées en 2019 qu'en 2018 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US.

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, avant tout sous l'effet du raffermissement du dollar américain à la fin de 2018. Ces montants ont été exclus du résultat comparable;
- des intérêts créditeurs plus élevés et une perte de change moindre sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos. Notre quote-part des intérêts débiteurs et du gain de change correspondants de Sur de Texas est prise en compte dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation du secteur Gazoducs – Mexique et du secteur Siège social, respectivement, et elle n'a 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 US, 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'un bénéfice de 10 millions de dollars à l'abandon du projet de transport de gaz de Prince Rupert (« TGPR ») en 2017.

## (Charge) recouvrement d'impôts

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable</b>	<b>(898)</b>	(693)	(839)
Postes particuliers :			
Reprise sur la provision pour moins-value aux États-Unis	<b>195</b>	—	—
Perte sur la vente des centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	<b>85</b>	—	—
Gain sur la vente partielle du pipeline Northern Courier	<b>46</b>	—	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	<b>32</b>	—	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	<b>2</b>	1	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	<b>(173)</b>	—	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	<b>(14)</b>	—	—
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)
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	—	5	—
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
Gain sur la vente d'actifs d'énergie solaire en Ontario	—	—	9
Recouvrements d'impôts liés à Keystone XL	—	—	7
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	—	6
Activités de gestion des risques	<b>(29)</b>	52	(45)
<b>(Charge) recouvrement d'impôts</b>	<b>(754)</b>	(432)	89

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable de 2019 est supérieure de 205 millions de dollars à celle de 2018, principalement en raison de la hausse du résultat avant les impôts sur le bénéficiaire et de la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, facteurs en partie compensés par la baisse des impôts sur le bénéficiaire transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

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

Outre l'incidence fiscale des postes particuliers indiqués dans les secteurs Gazoducs aux États-Unis, Pipelines de liquides, Énergie et stockage et Siège social, (la charge) le recouvrement d'impôts de 2019 et de 2018 comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul de la charge d'impôt comprise dans le résultat comparable :

- au quatrième trimestre de 2019, une reprise de 195 millions de dollars sur la provision pour moins-value liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable;
- au deuxième trimestre de 2019, un recouvrement d'impôts de 32 millions de dollars sur les soldes d'impôts reportés attribuables à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la CATR et découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta entrée en vigueur en juin 2019;

- au quatrième trimestre de 2018, 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, comme il est expliqué à la rubrique « Les rouages de notre secteur des gazoducs aux États-Unis »;
- aussi au quatrième trimestre de 2018, un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à l'établissement définitif de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis.

## Réforme fiscale

En décembre 2017, la réforme fiscale aux États-Unis a été ratifiée, et le taux d'imposition fédéral des sociétés en vigueur dans ce pays est passé de 35 % à 21 % à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, ce qui a donné lieu à une réévaluation des actifs et des passifs d'impôts reportés existants de nos entreprises américaines pour prendre en compte le nouveau taux d'imposition réduit au 31 décembre 2017.

En ce qui a trait à nos entreprises américaines qui ne sont pas assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la réduction des taux d'imposition en vigueur a donné lieu à une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et à un recouvrement d'impôts reportés en 2017. Quant à nos entreprises américaines qui sont assujetties à la comptabilité des activités à tarifs réglementés, la baisse des taux d'imposition a entraîné une diminution du montant net des passifs d'impôts reportés et la constatation d'un passif réglementaire net au bilan consolidé au 31 décembre 2017.

Étant donné la portée considérable de la loi, le personnel de la SEC a publié des directives qui autorisaient les émetteurs inscrits à comptabiliser des montants provisoires en date du 31 décembre 2017 qui pouvaient être rajustés lorsque des informations supplémentaires seraient connues, préparées ou analysées, pourvu que la période d'évaluation en question ne dépasse pas un an.

Au 31 décembre 2017, nous considérons que les montants comptabilisés relativement à la réforme fiscale des États-Unis constituaient des estimations raisonnables. Cependant, certains montants étaient provisoires étant donné que notre interprétation, notre évaluation et notre présentation de l'incidence de la réforme fiscale ont été mieux éclairées par des directives complémentaires des autorités réglementaires, fiscales et comptables reçues en 2018. Étant donné les directives complémentaires fournies au cours de la période d'évaluation autorisée de un an et la production des déclarations de revenus annuelles pour 2017 visant nos activités américaines, nous avons constaté des ajustements supplémentaires apportés au passif d'impôts reportés et aux soldes relatifs au passif réglementaire net, ainsi qu'un recouvrement d'impôts reportés supplémentaire de 52 millions de dollars en 2018.

Conformément au formulaire 501-G de la FERC et à la conclusion des règlements tarifaires non contentieux, 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 en 2018.

Dans le cadre de la réforme fiscale aux États-Unis, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié des projets de règlements à la fin de 2018 qui présentaient un encadrement administratif et précisaient certains aspects des nouvelles lois quant à la déductibilité des intérêts, à l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale, à la nouvelle déduction relative aux dividendes reçus et aux règles anti-entités hybrides. En 2019, le Trésor américain et l'Internal Revenue Service des États-Unis ont publié les règlements sur l'impôt anti-abus contre l'érosion de l'assiette fiscale dans leur version définitive, lesquels n'ont pas eu d'incidence significative pour la société. Les règlements qui sont encore à l'état de projet sont à la fois complexes et exhaustifs, et une incertitude considérable continue de régner dans l'attente des règlements définitifs qui devraient être rendus publics au début de 2020. Si ces projets de règlement étaient adoptés en l'état actuel, ils ne devraient pas avoir d'incidence significative sur les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2019.

Vers la fin de 2019, le Mexique a promulgué une loi réformant son régime fiscal (la « réforme fiscale au Mexique ») qui porte notamment sur la déductibilité des intérêts et les déclarations fiscales. Les nouveautés n'ont pas eu une incidence significative sur les états financiers consolidés de 2019; nous travaillons à en évaluer les répercussions pour 2020 et les années subséquentes.

Sous réserve de la finalisation des derniers règlements proposés aux termes de la réforme fiscale aux États-Unis et des répercussions de la réforme fiscale au Mexique, nous nous attendons à une baisse de notre taux d'imposition effectif en 2020 par rapport à 2019.



## (Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2019	2018	2017
<b>Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable</b>	<b>(293)</b>	(315)	(238)
Postes particuliers :			
Dépréciation de Bison	—	538	—
Dépréciation de l'écart d'acquisition de Tuscarora	—	59	—
Résiliation des contrats liant Bison	—	(97)	—
<b>(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle</b>	<b>(293)</b>	185	(238)

Le résultat net attribuable aux participations sans contrôle a augmenté de 478 millions de dollars en 2019, se soldant par un bénéfice net; en 2018, il avait diminué de 423 millions de dollars par rapport à 2017 et s'était soldé par une perte nette. Ces variations sont principalement dues à l'incidence nette des éléments suivants, inscrits en 2018 :

- une charge de 538 millions de dollars avant les impôts 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 avant les impôts 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 avant les impôts 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 2019, le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable a diminué de 22 millions de dollars comparativement à 2018, en grande partie en raison de la baisse du bénéfice de TC Pipelines, LP, en partie compensée par le raffermissement du dollar américain qui a eu pour effet d'accroître le résultat comparable équivalent en dollars canadiens provenant de TC Pipelines, LP.

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 Columbia Pipeline Partners LP (« CPPL ») en février 2017.

## Dividendes sur les actions privilégiées

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2019	2018	2017
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>(164)</b>	(163)	(160)

En 2019, le dividende déclaré sur les actions privilégiées, soit 164 millions de dollars, a été sensiblement le même qu'en 2018 et en 2017.

## 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 et recours à la gestion de notre portefeuille 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](http://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, aux possibilités de création de coentreprises et de financement au niveau des actifs, à nos fonds en caisse et à d'importantes facilités de crédit confirmées. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

### Analyse du bilan

Au 31 décembre 2019, notre actif total se chiffrait à 99,3 milliards de dollars, comparativement à 98,9 milliards de dollars au 31 décembre 2018, ce qui reflète avant tout notre programme d'investissement de 2019, partiellement contrebalancé par l'amortissement, les ventes d'actifs et l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain au 31 décembre 2019 par rapport au 31 décembre 2018 sur la conversion de nos actifs libellés en dollars américains.

Au 31 décembre 2019, notre passif total s'établissait à 66,9 milliards de dollars, comparativement à 67,9 milliards de dollars au 31 décembre 2018, ce qui reflète surtout l'incidence nette des variations de la dette, du fonds de roulement et des taux de change décrites précédemment.

Nos capitaux propres totalisaient 32,4 milliards de dollars au 31 décembre 2019, par rapport à 31,0 milliards de dollars au 31 décembre 2018. Cette hausse découle principalement du bénéfice net, déduction faite des dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées, contrebalancé en partie par les autres éléments du résultat étendu.

### Structure du capital consolidé

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

<b>aux 31 décembre</b> (en millions de dollars, sauf indication contraire)	<b>2019</b>	<b>Pourcentage du total</b>	<b>2018</b>	<b>Pourcentage du total</b>
Billets à payer	<b>4 300</b>	<b>5</b>	2 762	3
Dette à long terme, y compris la tranche échéant à moins de un an	<b>36 985</b>	<b>46</b>	39 971	50
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>(1 343)</b>	<b>(2)</b>	(446)	(1)
Dette	<b>39 942</b>	<b>49</b>	42 287	52
Billets subordonnés de rang inférieur	<b>8 614</b>	<b>11</b>	7 508	9
Actions privilégiées	<b>3 980</b>	<b>5</b>	3 980	5
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires <sup>1</sup>	<b>28 417</b>	<b>35</b>	27 013	34
	<b>80 953</b>	<b>100</b>	80 788	100

<sup>1</sup> Comprend nos participations sans contrôle.

Au 10 février 2020, nous avons des capacités inutilisées de 2,0 milliards de dollars, de 2,0 milliards de dollars et de 4,0 milliards de dollars US aux termes de nos capitaux propres, de la dette au Canada de TCPL et des prospectus préalables de TCPL 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 2019, nous respectons toutes les clauses restrictives de nature financière.

## Flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument nos flux de trésorerie consolidés.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<b>7 082</b>	6 555	5 230
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<b>(6 872)</b>	(10 019)	(3 699)
	<b>210</b>	(3 464)	1 531
Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement	<b>693</b>	2 748	(1 419)
	<b>903</b>	(716)	112
<b>Incidence des variations du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<b>(6)</b>	73	(39)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>897</b>	(643)	73

Au 31 décembre 2019, notre actif à court terme s'élevait à 7,7 milliards de dollars (5,1 milliards de dollars en 2018) et notre passif à court terme, à 12,9 milliards de dollars (12,9 milliards de dollars en 2018), ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 5,2 milliards de dollars, comparativement à une insuffisance du fonds de roulement de 7,8 milliards de dollars au 31 décembre 2018. 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 11,3 milliards de dollars reste inutilisée;
- de notre accès aux marchés financiers, notamment au moyen du RRD et d'un programme ACM, si cela est jugé approprié;
- de nos activités de gestion du portefeuille, au besoin.

## Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	<b>7 082</b>	6 555	5 230
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	<b>(293)</b>	102	273
Fonds provenant de l'exploitation	<b>6 789</b>	6 657	5 503
Postes particuliers :			
Charge d'impôts exigibles découlant de la vente d'actifs de Columbia Midstream	<b>320</b>	—	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	<b>8</b>	1	—
Résiliation des contrats liant Bison	—	(122)	—
Coûts liés à l'intégration et à l'acquisition – Columbia	—	—	84
Coûts liés aux actifs de Keystone XL	—	—	34
(Gain net) perte nette sur la vente des actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(14)	20
<b>Fonds provenant de l'exploitation comparables</b>	<b>7 117</b>	6 522	5 641

## Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 527 millions de dollars en 2019 par rapport à 2018, en raison surtout de l'incidence nette de la hausse du résultat, de l'augmentation des distributions reçues des activités d'exploitation sous-jacentes aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation, du recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée relative à la base d'investissement sur le réseau de NGTL ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur, facteurs en partie contrebalancés par la charge d'impôts exigibles payée au titre de la vente de certains actifs de Columbia Midstream et les paiements en trésorerie reçus par suite de la résiliation de contrats liant Bison en 2018.

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 1,3 milliard de dollars en 2018 par rapport à 2017, ce qui s'explique principalement par l'incidence nette de la hausse du résultat, du recouvrement de la charge d'amortissement plus élevée approuvée par l'ONÉ dans sa décision de 2018 concernant le réseau principal et le règlement visant le réseau de NGTL pour 2018-2019, des paiements en trésorerie reçus par suite de la résiliation de contrats liant Bison 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 595 millions de dollars en 2019, comparativement à 2018; cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, ajustées en fonction de l'incidence sur la trésorerie de postes particuliers et des variations du fonds de roulement.

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 des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation, ajustées en fonction de l'incidence sur la trésorerie de postes particuliers et des variations du fonds de roulement.

### Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2019	2018	2017
<b>Dépenses d'investissement</b>			
Dépenses en immobilisations	<b>(7 475)</b>	(9 418)	(7 383)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	<b>(707)</b>	(496)	(146)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	<b>(602)</b>	(1 015)	(1 681)
	<b>(8 784)</b>	(10 929)	(9 210)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	<b>2 398</b>	614	4 683
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	<b>186</b>	121	362
Paiement au titre d'actions non rachetées de Columbia Pipeline Group, Inc.	<b>(373)</b>	—	—
Montants reportés et autres	<b>(299)</b>	(295)	(168)
<b>Sorties nettes liées aux activités d'investissement</b>	<b>(6 872)</b>	(10 019)	(3 699)

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement ont diminué entre 2018 et 2019, passant de 10,0 milliards de dollars à 6,9 milliards de dollars, en raison surtout du produit tiré de la vente de certains actifs de Columbia Midstream et de la centrale de Coolidge, ainsi que de la réduction des dépenses d'investissement et des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Ces facteurs ont été contrés en partie par la hausse des dépenses relatives aux projets d'investissement en cours d'aménagement, par la non-réurrence des recouvrements liés au projet Coastal GasLink réalisés en 2018 et par le montant versé aux actionnaires dissidents de Columbia Pipeline Group, Inc. en 2019 au titre de la valeur de leurs actions établie par des experts, majorée des intérêts, aux termes d'une décision du tribunal qui a confirmé le prix d'achat initial des actions de Columbia Pipeline Group, Inc.

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 et par la diminution des apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation en 2018.

## Dépenses d'investissement<sup>1</sup>

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

<b>exercices clos les 31 décembre</b> (en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
Gazoducs – Canada	<b>3 906</b>	2 478	2 181
Gazoducs – États-Unis	<b>2 516</b>	5 771	3 830
Gazoducs – Mexique	<b>357</b>	797	1 954
Pipelines de liquides	<b>954</b>	581	529
Énergie et stockage	<b>1 019</b>	1 257	675
Siège social	<b>32</b>	45	41
	<b>8 784</b>	10 929	9 210

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**

Nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL, des gazoducs de Columbia Gas et de Columbia Gulf, ainsi que de la construction de Coastal GasLink et de la centrale électrique de Napanee. La diminution des dépenses en immobilisations en 2019 reflète l'achèvement et la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf ainsi que l'achèvement prochain de la centrale de Napanee, en partie contrebalancés par l'accroissement des dépenses visant le réseau de NGTL et Coastal GasLink.

### **Projets d'investissement en cours d'aménagement**

Les coûts engagés en 2019 et en 2018 pour les projets d'investissement en cours d'aménagement visaient principalement les dépenses liées à Keystone XL, dont une partie est recouvrable, dans certaines circonstances, auprès des expéditeurs. En 2017, les dépenses engagées visaient principalement Énergie Est et les projets de gazoducs de GNL sur la côte Ouest.

### **Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation**

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2019 par rapport à 2018, principalement en raison de la réduction de nos investissements dans Millennium et Sur de Texas, en partie contrebalancée par l'augmentation des investissements dans Bruce Power.

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

### **Produit de la vente d'actifs**

En 2019, nous avons conclu les transactions de gestion du portefeuille suivantes :

- la vente de certains actifs de Columbia Midstream pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- la vente de la centrale électrique de Coolidge pour un produit de 448 millions de dollars US avant les ajustements postérieurs à la clôture;
- la vente d'une participation de 85 % dans Northern Border pour un produit de 144 millions de dollars avant les ajustements postérieurs à la clôture.

En plus du produit tiré des transactions susmentionnées, nous avons reçu une distribution de 1,0 milliard de dollars sur l'émission de titres d'emprunt de Northern Courier qui a précédé la vente de la participation.

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 470 millions 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 2017, on nous a informés que le projet de GNL lié à TGPR n'irait pas de l'avant. Nous avons donc reçu, en octobre 2017, un paiement de 634 millions 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 et de Northern Border visant à financer leurs programmes d'investissement respectifs et à verser des distributions à leurs partenaires. En 2019, nous avons reçu des distributions de 120 millions de dollars (121 millions de dollars en 2018; 362 millions de dollars en 2017) de Bruce Power par suite de son émission de billets de premier rang sur les marchés financiers. Nous avons également reçu des distributions de 66 millions de dollars (néant en 2018 et 2017) de Northern Border provenant d'un prélèvement sur sa facilité de crédit renouvelable pour gérer les niveaux de capitalisation.

### Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement

exercices clos les 31 décembre			
(en millions de dollars)	2019	2018	2017
Billets à payer émis, montant net	1 656	817	1 038
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission	3 024	6 238	3 643
Remboursements sur la dette à long terme	(3 502)	(3 550)	(7 085)
Billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite des frais d'émission	1 436	—	3 468
Dividendes et distributions versés	(2 174)	(1 954)	(1 777)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	253	1 148	274
Parts de société en nom collectif de TC Pipelines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	49	225
Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP acquises	—	—	(1 205)
<b>Rentrées (sorties) nettes liées aux activités de financement</b>	<b>693</b>	<b>2 748</b>	<b>(1 419)</b>

En 2019, les rentrées nettes liées aux activités de financement ont diminué de 2,1 milliards de dollars par rapport à 2018, en raison de la diminution des émissions de titres d'emprunt à long terme et d'actions ordinaires, en partie contrebalancée par les billets subordonnés de rang inférieur émis en 2019 et l'augmentation des billets à payer.

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 de l'accroissement des émissions de titres d'emprunt à long terme et d'actions ordinaires en 2018, de l'acquisition de CPPL et du remboursement des facilités de crédit-relais d'acquisition de Columbia en 2017, en partie contrebalancées par les billets subordonnés de rang inférieur émis en 2017.

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 à long terme en 2019 :

(en millions de dollars)					
Société	Date d'émission	Type	Date d'échéance	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Septembre 2029	700	3,00 %
	Septembre 2019	Billets à moyen terme	Juillet 2048	300	4,18 %
	Avril 2019	Billets à moyen terme	Octobre 2049	1 000	4,34 %
<b>NORTHERN COURIER PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP<sup>1</sup></b>					
	Juillet 2019	Billets de premier rang garantis	Juin 2042	1 000	3,365 %

<sup>1</sup> Après l'émission des titres d'emprunt, nous avons conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier. Notre participation résiduelle de 15 % est comptabilisée selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits marquants » se rapportant aux pipelines de liquides pour un complément d'information.

Le produit net des émissions susmentionnées de TCPL a servi à des fins générales, à financer notre programme d'investissement et à rembourser notre dette existante. Avant la vente de la participation, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, dont le produit a été versé à TC Énergie.

## Remboursement de titres d'emprunt à long terme

Le tableau ci-dessous présente les principaux remboursements de titres d'emprunt à long terme en 2019 :

(en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)				
Société	Date de remboursement	Type	Montant	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>				
	Novembre 2019	Billets de premier rang non garantis	700 US	2,125 %
	Novembre 2019	Billets de premier rang non garantis	550 US	Variable
	Mars 2019	Déventures	100	10,50 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	750 US	7,125 %
	Janvier 2019	Billets de premier rang non garantis	400 US	3,125 %

## Billets subordonnés de rang inférieur émis

En septembre 2019, TransCanada Trust (la « fiducie ») a émis pour 1,1 milliard de dollars US de billets de fiducie de série 2019-A (les « billets de fiducie ») à l'intention de tiers investisseurs. Les billets portent intérêt à un taux fixe de 5,50 % pendant les dix premières années, puis à un taux variable par la suite. La totalité du produit de l'émission effectuée par la fiducie a été prêtée à TCPL en échange de billets subordonnés de rang inférieur de TCPL, d'une valeur de 1,1 milliard de dollars US, assortis d'un taux initial fixe de 5,75 %, y compris des frais d'administration de 0,25 %. Le taux d'intérêt sera ajusté à compter de septembre 2029 jusqu'en septembre 2049 au TIOL de trois mois majoré de 4,404 % par année; il sera ajusté à compter de septembre 2049 jusqu'en septembre 2079 au TIOL de trois mois majoré de 5,154 % par année. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de TCPL à tout moment à partir du 15 septembre 2029, pour un montant égal à 100 % de leur montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de remboursement.

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

Pour plus de renseignements sur les émissions et les remboursements de titres d'emprunt à long terme et sur les émissions de billets subordonnés de rang inférieur en 2019, 2018 et 2017, voir nos états financiers consolidés annuels de 2019.

### Régime de réinvestissement des dividendes

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes, les détenteurs d'actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie qui sont admissibles peuvent réinvestir leurs dividendes et effectuer des paiements optionnels en trésorerie pour obtenir des actions ordinaires additionnelles de TC Énergie. Entre le 1<sup>er</sup> juillet 2016 et le 31 octobre 2019, ces actions ordinaires ont été émises sur le capital autorisé, à un taux d'escompte de 2 % par rapport aux cours du marché sur une période donnée. Le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD en 2019 s'est établi à environ 34 % (35 % en 2018, 36 % en 2017), ce qui a donné lieu au réinvestissement de 711 millions de dollars (870 millions de dollars en 2018, 787 millions de dollars en 2017) d'actions ordinaires aux termes de ce régime.

À compter des dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées aux termes du RRD de TC Énergie cesseront d'être émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte. Elle seront plutôt achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré.

### Programme d'émission au cours du marché de TC Énergie

En juin 2017, nous avons mis sur pied un programme ACM qui nous a permis 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 TC Énergie au Canada ou aux États-Unis. Le programme ACM, qui a été en vigueur pour une période de 25 mois, prévoyait initialement des émissions d'actions ordinaires totalisant au plus 1,0 milliard de dollars ou l'équivalent en dollars US. En juin 2018, nous avons majoré la capacité du programme ACM 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 total révisé a ainsi été porté à 2,0 milliards de dollars ou l'équivalent en dollars US.

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).

En juillet 2019, le programme ACM est venu à échéance et aucune action ordinaire n'a été émise en 2019.

### Parts ordinaires de Columbia Pipeline Partners LP

En 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 pouvait, 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 de parts ont été émises dans le cadre du programme ACM de TC PipeLines, LP pour un produit net d'environ 39 millions de dollars US (en 2017, 3,1 millions de parts pour un produit net d'environ 173 millions de dollars US).

En août 2019, le programme ACM de TC PipeLines, LP est arrivé à échéance. Aucune part n'a été émise en 2019.

Aux 31 décembre 2019 et 2018, notre participation dans TC PipeLines, LP s'établissait à 25,5 % (25,7 % en 2017).



## Dessaisissements d'actifs

En 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.

## Information sur les actions

au 10 février 2020

Actions ordinaires	Émises et en circulation	
	939 millions	
Actions privilégiées	Émises et en circulation	Pouvant être converties en
Série 1	14,6 millions	Actions privilégiées de série 2
Série 2	7,4 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
	9 millions	5 millions

Le 31 décembre 2019, 173 954 actions privilégiées de série 1 ont été converties, à raison de une pour une, en actions privilégiées de série 2 et 5 252 715 actions privilégiées de série 2 ont été converties, à raison de une pour une, en actions privilégiées de série 1. Pour plus de renseignements sur les actions privilégiées, voir les notes afférentes à nos états financiers consolidés.

## Dividendes

exercices clos les 31 décembre

	2019	2018	2017
<b>Dividendes déclarés</b>			
par action ordinaire	<b>3,00 \$</b>	2,76 \$	2,50 \$
par action privilégiée de série 1	<b>0,8165 \$</b>	0,8165 \$	0,8165 \$
par action privilégiée de série 2	<b>0,89872 \$</b>	0,78835 \$	0,62138 \$
par action privilégiée de série 3	<b>0,538 \$</b>	0,538 \$	0,538 \$
par action privilégiée de série 4	<b>0,73872 \$</b>	0,62748 \$	0,46138 \$
par action privilégiée de série 5	<b>0,56575 \$</b>	0,56575 \$	0,56575 \$
par action privilégiée de série 6	<b>0,79760 \$</b>	0,69341 \$	0,55275 \$
par action privilégiée de série 7	<b>0,98181 \$</b>	1,00 \$	1,00 \$
par action privilégiée de série 9	<b>1,0320 \$</b>	1,0625 \$	1,0625 \$
par action privilégiée de série 11	<b>0,95 \$</b>	0,95 \$	0,95 \$
par action privilégiée de série 13	<b>1,375 \$</b>	1,375 \$	1,375 \$
par action privilégiée de série 15	<b>1,225 \$</b>	1,225 \$	1,225 \$

## 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 10 février 2020, 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
<b>Facilités de crédit consortiales de premier rang non garanties confirmées, renouvelables et prorogables</b>				
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 2024
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 2020
1,0 milliard \$ US	1,0 milliard \$ US	TCPL/TCPL USA/ Columbia/TAIL	Servant aux fins générales des emprunteurs, garantie par TCPL	Décembre 2022
<b>Facilités de crédit de premier rang, renouvelables, non garanties et à vue</b>				
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	2,2 milliards MXN	Filiale mexicaine	Utilisée pour répondre aux besoins généraux au Mexique, garantie par TCPL	À vue

Au 10 février 2020, les sociétés qui nous sont affiliées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées dont le solde inutilisé s'élevait à un 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 2019 (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	4 300	4 300	—	—	—
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur <sup>1</sup>	45 906	2 705	3 898	2 186	37 117
Contrats de location-exploitation <sup>2</sup>	721	87	154	135	345
Obligations d'achat	8 029	4 420	2 033	431	1 145
	58 956	11 512	6 085	2 752	38 607

1 Exclusion faite des frais d'émission.

2 Compte tenu des versements futurs pour le siège social, divers bureaux, des services et du matériel ainsi que des engagements relatifs à des terrains et à des contrats de location découlant de la restructuration de l'entreprise. Certains de ces contrats comportent une option de renouvellement pour des périodes de un an à 25 ans.

### Billets à payer

Le total des billets à payer en cours était de 4,3 milliards de dollars à la fin de 2019, contre 2,8 milliards de dollars à la fin de 2018.

### Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur

À la fin de 2019, la dette à long terme s'élevait à 37,0 milliards de dollars et les billets subordonnés de rang inférieur impayés se chiffraient à 8,6 milliards de dollars, comparativement à 40,0 milliards de dollars et à 7,5 milliards de dollars, respectivement, au 31 décembre 2018.

Nous nous efforçons d'échelonner le profil des échéances de la dette. La durée moyenne pondérée jusqu'à l'échéance de notre dette à long terme, exclusion faite des options de remboursement anticipé, et de nos billets subordonnés de rang inférieur est d'environ 23 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 2019 sont indiqués ci-après.

<b>au 31 décembre 2019</b> (en millions de dollars)	<b>Total</b>	<b>Moins de 1 an</b>	<b>De 1 an à 3 ans</b>	<b>De 4 à 5 ans</b>	<b>Plus de 5 ans</b>
Dette à long terme	28 645	1 968	3 645	3 326	19 706
Billets subordonnés de rang inférieur	30 538	492	982	982	28 082
	59 183	2 460	4 627	4 308	47 788

### **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)**

<b>au 31 décembre 2019</b> (en millions de dollars)	<b>Total</b>	<b>Moins de 1 an</b>	<b>De 1 an à 3 ans</b>	<b>De 4 à 5 ans</b>	<b>Plus de 5 ans</b>
<b>Gazoducs – Canada</b>					
Transport par des tiers <sup>1</sup>	1 409	127	251	229	802
Dépenses d'investissement – excluant Coastal GasLink <sup>2</sup>	1 120	1 105	15	—	—
Dépenses d'investissement – Coastal GasLink <sup>3</sup>	3 393	2 213	1 179	1	—
<b>Gazoducs – États-Unis</b>					
Transport par des tiers <sup>1</sup>	642	120	198	103	221
Dépenses d'investissement <sup>2</sup>	70	41	29	—	—
<b>Gazoducs – Mexique</b>					
Dépenses d'investissement <sup>2</sup>	170	170	—	—	—
<b>Pipelines de liquides</b>					
Dépenses d'investissement <sup>2</sup>	245	245	—	—	—
Autres	16	4	6	6	—
<b>Énergie et stockage</b>					
Dépenses d'investissement <sup>2</sup>	651	329	272	49	1
Autres <sup>4</sup>	228	22	44	41	121
<b>Siège social</b>					
Autres	85	44	39	2	—
	8 029	4 420	2 033	431	1 145

- 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 Reflète la totalité des obligations d'achat courantes avant l'incidence de la transaction visant Coastal GasLink annoncée en décembre 2019.
- 4 Le poste comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport de carburant.

## Perspectives

Notre programme d'investissement comprend un montant de 30 milliards de dollars destiné à des projets garantis et un montant de 21 milliards de dollars destiné à des projets en cours d'aménagement, qui doivent faire l'objet d'approbations commerciales ou réglementaires. Nous prévoyons financer ce programme 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 additionnelles suivantes :

- l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé dans le cadre de notre RRD;
- l'émission d'actions ordinaires dans le cadre d'un programme ACM;
- une émission distincte d'actions ordinaires.

## GARANTIES

### Northern Courier

En tant qu'exploitant du pipeline Northern Courier, nous avons garanti la performance financière du pipeline relativement aux services de livraison et à ceux liés aux terminaux qui se rapportent au bitume et au diluant ainsi que les obligations financières conditionnelles relativement aux contrats de sous-location.

Au 31 décembre 2019, le risque découlant des garanties de Northern Courier était évalué à 300 millions de dollars, pour une valeur comptable d'environ 27 millions de dollars.

### Sur de Texas

Nous et notre partenaire pour le gazoduc Sur de Texas, IEnova, avons conjointement garanti la performance financière de l'entité propriétaire du gazoduc. 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'en août 2020.

Au 31 décembre 2019, notre quote-part du risque découlant des garanties du gazoduc Sur de Texas était évaluée à 109 millions de dollars, pour une valeur comptable de moins de 1 million de dollars.

### Bruce Power

Avec notre partenaire en coentreprise pour Bruce Power, BPC Generation Infrastructure Trust, nous avons individuellement garanti solidairement certaines obligations financières conditionnelles de Bruce Power relativement à un contrat de location. La garantie relative à Bruce Power expirera en 2021.

Au 31 décembre 2019, notre quote-part du risque découlant de la garantie de Bruce Power était évaluée à 88 millions de dollars, pour une valeur comptable de néant.

### Autres entités détenues conjointement

Nous et nos associés dans certaines autres entités détenues en partie avons garanti conjointement, individuellement, conjointement et solidairement ou exclusivement 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 2019, notre quote-part estimative à l'égard du risque éventuel découlant des garanties était évaluée à environ 100 millions de dollars, pour une valeur comptable de 10 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 2020 environ 116 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 62 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 d’un montant supplémentaire estimé à 12 millions de dollars en faveur du régime à prestations déterminées canadien pour répondre aux exigences de solvabilité.

En 2019, nous avons capitalisé 122 millions de dollars dans les régimes de retraite à prestations déterminées, 22 millions de dollars dans les autres régimes d’avantages postérieurs au départ à la retraite et 61 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 12 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<sup>er</sup> janvier 2020. Compte tenu de la conjoncture en cours, nous prévoyons que la capitalisation requise pour ces régimes avoisinera le niveau de 2020 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 porté à 83 millions de dollars en 2019, contre 74 millions de dollars en 2018, en raison surtout de la diminution des taux d’actualisation.

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. Sont inclus les risques liés aux facteurs ESG.

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 et à assurer 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, y compris la cybersécurité.

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
<b>Interruption des activités</b> 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	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.	Nous disposons du système de gestion opérationnelle de TransCanada (« SGOT ») qui englobe nos programmes visant la santé, la sécurité, 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 TC Énergie 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.

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p><b>Cybersécurité</b></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 étoffé 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><b>Réputation et relations</b></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>Nos quatre valeurs fondamentales, la sécurité, la responsabilité, la collaboration et l'intégrité, 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. Notre rapport sur la durabilité et les changements climatiques est fondé sur le cadre de présentation de l'information du groupe de travail TCFD.</p>
<p><b>Accès au capital à un coût concurrentiel</b></p> <p>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.</p>	<p>Une détérioration importante et prolongée de la conjoncture du marché et une attitude moins favorable des investisseurs et des prêteurs 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.</p>	<p>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, notamment ceux qui concernent les facteurs ESG.</p>
<p><b>Stratégie de répartition du capital</b></p> <p>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.</p>	<p>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.</p>	<p>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.</p>

Risque et description	Incidence	Surveillance et atténuation
<p><b>Coûts de réalisation et coûts en capital</b></p> <p>Tout investissement dans de grands projets d'infrastructure suppose d'importants engagements de capitaux et des risques d'exécution connexes fondés sur l'hypothèse que ces actifs produiront un rendement des investissements intéressant à l'avenir.</p>	<p>Bien que nous 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.</p>	<p>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 qu'ils sont achevés 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. De plus, nous pouvons avoir recours à du financement de projet ou à des partenaires dans le cadre de nos projets afin de faire progresser les plans de financement.</p>

## 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, le SGOT, est fondé sur les normes internationales, notamment la norme de l'Organisation internationale de normalisation ISO 14001, Systèmes de management environnemental, et les normes en matière de santé et sécurité établies dans le document Occupational Health and Safety Assessment Series. Le SGOT est conforme aux normes applicables de l'industrie et respecte les exigences réglementaires applicables. Il englobe nos projets et nos activités et 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 TC Énergie;
- les questions touchant la durabilité, notamment les risques et les occasions d'ordre social et environnemental et ceux qui concernent les changements climatiques;
- notre programme portant de santé et d'hygiène du travail;
- l'approche de la direction en ce qui concerne la communication volontaire d'information au public en matière de SSDE.



## **Santé, sécurité et intégrité des actifs**

La sécurité de notre personnel, des entrepreneurs et du public et l'intégrité de nos infrastructures pipelinières, énergétiques et de stockage 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 2019, nous avons engagé 1,3 milliard de dollars pour l'intégrité des gazoducs et des pipelines de liquides que nous exploitons, soit un montant semblable à celui de 2018. 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 gazoducs réglementés par la REC sont généralement comptabilisées comme des coûts transférables et, par conséquent, les variations de ces dépenses 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 et peuvent habituellement être recouvrées à même les tarifs approuvés par la FERC.

Les dépenses liées à la sécurité et aux différents programmes d'intégrité des actifs de production et de stockage 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.

Nous sommes déterminés à protéger la santé et la sécurité de toutes les personnes qui participent à nos activités ainsi que des collectivités où nous vivons et travaillons. Notre programme de santé et d'hygiène du travail établit des stratégies exhaustives de promotion et de protection de la santé. Nous avons à cœur la mise en œuvre de programmes efficaces qui :

- réduisent les conséquences humaines et financières des maladies et des blessures;
- garantissent l'aptitude au travail;
- accroissent la résilience des travailleurs;
- développent la capacité organisationnelle en mettant l'accent sur le bien-être individuel, l'éducation sanitaire et l'amélioration des conditions de travail pour soutenir une main-d'œuvre productive.

## **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. Dans le cadre de notre programme environnemental, nous menons des évaluations environnementales de nos projets. Une évaluation environnementale comprend des études sur le terrain qui portent sur les ressources naturelles existantes, la biodiversité et l'utilisation des terres le long de l'empreinte du projet proposé, par exemple la végétation, les sols, la faune, les ressources hydrauliques, les milieux humides et les aires protégées. Dans le but d'assurer la conservation et la protection de l'environnement durant la construction, les renseignements obtenus aux fins des évaluations environnementales servent à élaborer des plans de protection de l'environnement propres à chaque projet. En outre, le programme environnemental prévoit des pratiques et des procédures de gestion des éventuels effets néfastes sur l'environnement touchant ces ressources pendant l'exploitation.

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 pour assurer le respect de toutes les exigences importantes en matière d'environnement prévues par les lois et règlements de tous les territoires où nous exerçons des activités. Nous respectons aussi toutes les exigences importantes en matière d'obtention de permis prévues par les lois et règlements dans le cadre de la définition du tracé et de l'élaboration de nos projets. 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.

Mis à part ce qui est indiqué à la rubrique « Faits marquants » de la section Pipelines de liquides, 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 2019, les charges à payer relativement à ces obligations totalisaient 29 millions de dollars (32 millions de dollars en 2018), 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 2019, nous avons comptabilisé des charges de 69 millions de dollars (62 millions de dollars en 2018) 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 en 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 TC Énergie, 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 connexes. Les centrales électriques ne sont pas visées par ce règlement.
- 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 a finalisé le règlement sur le STFR fédéral qui impose une tarification du carbone aux grandes installations industrielles et établit 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 de production et de stockage en place dans ces provinces.
- 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. La Colombie-Britannique a aussi établi un programme appelé **The CleanBC Program** pour l'industrie, selon lequel une partie de la taxe sur le carbone payée par l'industrie sera affectée à des incitatifs pour rendre les activités d'exploitation moins polluantes au moyen d'analyses comparatives de la performance ou du financement de projets de réduction des émissions.
- En Alberta, depuis 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 certains de nos actifs de production et de stockage 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 de production et de stockage sont recouverts par le truchement des prix du marché et d'activités de couverture. Le règlement CCIR a été remplacé par le règlement intitulé **Technology Innovation and Emissions Reduction** (« TIER ») le 1<sup>er</sup> janvier 2020. Le cadre réglementaire du système TIER est semblable à celui du règlement CCIR, et tous nos gazoducs ainsi que nos actifs de production et de stockage dans la province y seront assujettis. En décembre 2019, le gouvernement du Canada a annoncé que le règlement TIER de l'Alberta satisfait aux critères du gouvernement fédéral pour les systèmes de tarification de la pollution au carbone pour les sources d'émission visées.
- 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 pas de règlement de tarification du carbone à l'heure actuelle. Ainsi, les installations de production d'électricité et les pipelines de TC Énergie dans cette province sont assujettis au système de tarification fondé sur le rendement (« STFR ») fédéral depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2019. Le gouvernement de l'Ontario s'affaire actuellement à élaborer un programme provincial de tarification du carbone visant les industries, le programme des normes de rendement à l'égard des émissions (« programme NRE »). Le programme NRE de l'Ontario ne sera pas mis en place avant que l'Ontario obtienne le statut

d'équivalence du gouvernement fédéral. Dans l'intervalle, le STFR fédéral s'applique aux centrales électriques qui produisent annuellement des émissions de plus de 50 000 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub>. 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**

- Au niveau fédéral, 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 en place, l'EPA a entrepris l'assouplissement des exigences de ces règlements. Aucune modification n'a encore été publiée.
- En 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 Tuscarora doivent se conformer à ces règlements. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, les seuils de fuite nécessitant le colmatage seront abaissés, ce qui pourrait faire augmenter les charges d'exploitation des installations de Tuscarora.
- 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, TC Énergie engage des coûts liés au programme de plafonnement et d'échange en ce qui a trait à ses activités de commercialisation d'électricité.
- 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. Le projet de loi n'ayant pas été approuvé par le comité en 2019, aucune incidence sur nos installations n'est prévue pour le moment.
- Le département de la protection de l'environnement de Pennsylvanie a adopté de nouveaux permis d'exploitation pour certains types de nouvelles installations pétrolières et gazières qui comportent des exigences multiples, notamment la détection et le colmatage des fuites de méthane. TC Énergie n'ayant pas d'installations visées par ces exigences, elle ne s'attend à subir aucune répercussion.
- Le département de la qualité de l'environnement de l'Oregon a entrepris la mise en œuvre du programme de 2018 intitulé *Cleaner Air Oregon* qui vise à réglementer les émissions atmosphériques de certains titulaires de permis. Les postes de compression situés dans l'État de l'Oregon pourraient être touchés, mais l'on s'attend à ce qu'il s'écoule plusieurs années avant que les installations de GTN soient tenues de se conformer au programme.

### **Mexique**

- En 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 doivent établir un programme exhaustif de prévention et de contrôle des émissions de méthane (*Program for the Comprehensive Prevention and Control of Methane Emissions* ou « PPCIEM ») qui consiste notamment à répertorier les sources de méthane, à quantifier les émissions de référence et à estimer les réductions attendues des activités de prévention et de contrôle des émissions. Chaque entreprise doit se fixer un objectif de réduction dans le cadre du PPCIEM, et l'on s'attend à ce qu'elle atteigne cet objectif dans une période d'au plus six années civiles à compter de la mise en place du PPCIEM. La date d'échéance pour la soumission du PPCIEM est le 28 février 2020.

### **Politiques à venir**

- 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 et l'utilisation de gaz naturel renouvelable ou d'un mélange d'hydrogène en tant que mécanismes 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 au début de 2020.
- 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 devrait finaliser ses règlements sur le méthane au printemps ou à l'été 2020. TC Énergie n'a qu'un seul poste de compression au Maryland, et les détails actuels du règlement exigeront la détection et le colmatage des fuites chaque année ainsi que des avertissements et des rapports sur les purges au poste de compression.
- L'État de la Virginie recueille actuellement les commentaires des parties prenantes concernant les règlements sur le méthane, mais les détails des projets de règlements n'ont pas été publiés. Nous surveillerons l'évolution de ces règlements et, au besoin, nous soumettrons des commentaires aux autorités de réglementation.
- Dans l'État de Washington, un projet de loi proposant de rendre le réseau électrique exempt de combustibles fossiles à 80 % d'ici 2030 et à 100 % d'ici 2045 a été adopté lors de la séance législative de 2019. Pour le moment, nous ne disposons pas d'informations suffisantes pour apprécier les conséquences éventuelles sur les coûts et les produits des installations de TC Énergie dans cet État.
- En Oregon, le projet de loi de plafonnement et d'échange a été soumis de nouveau en 2019 en tant qu'initiative législative de réglementation des émissions de GES. Le projet de loi a été un échec en 2018, et en 2019, il a fait l'objet d'une importante opposition publique et a été rejeté par le Sénat de l'État. L'on s'attend à ce qu'il soit revisité en 2020, mais les conséquences éventuelles sur nos installations en Oregon sont encore inconnues.

### **Modifications législatives touchant les évaluations environnementales**

Le 28 août 2019, après l'adoption du projet de loi C-69, la *Loi sur l'évaluation d'impact*, la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et la *Loi sur la protection de la navigation* sont entrées en vigueur. La majorité des gazoducs et des pipelines de liquides que la société exploite au Canada sont assujettis à la réglementation fédérale et ils continueront d'être assujettis à la réglementation de la REC en vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*. Les nouveaux projets qui seront assujettis à la réglementation de la REC nécessitent une évaluation environnementale et socio-économique, en plus d'autres dispositions qui n'étaient pas requises antérieurement par l'ONÉ. Se reporter à la rubrique « Faits marquants » de la section « Gazoducs – Canada » pour obtenir des précisions à ce sujet.

Un nombre restreint de nos gazoducs et pipelines de liquides sont assujettis à la réglementation provinciale en Alberta et en Colombie-Britannique. En Colombie-Britannique, des initiatives et des règlements touchant les études d'impact environnemental sont actuellement en cours. Nous surveillons de près ces initiatives et formulons des commentaires à l'intention des organismes de réglementation à leur sujet.

### **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 la société 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 notre 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, ainsi que des contrats d'achat et de vente de pétrole brut. Des instruments financiers servent à fixer une partie des prix variables auxquels ces contrats nous exposent et qui découlent des transactions portant sur les liquides.

En mai 2019, nous avons vendu le reste de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, ce qui a mis fin à la cession de nos activités de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis amorcée en 2017 et ainsi atténué grandement notre exposition au risque lié au prix de l'électricité.

Une baisse des prix du pétrole brut, du gaz naturel et de l'électricité pourrait entraîner une réduction des investissements dans le développement et l'expansion de ces produits de base. Une diminution de l'offre de ces produits pourrait avoir une incidence négative sur les occasions d'étoffer notre portefeuille d'actifs et de renouveler nos contrats avec les expéditeurs et les clients lorsqu'ils arrivent à échéance.

Les changements climatiques pourraient aussi avoir des conséquences financières touchant les prix et les volumes des produits de base. Nous gérons notre exposition au risque lié aux changements climatiques et aux modifications réglementaires qui en découlent au moyen de notre modèle d'affaires, lequel repose sur une stratégie à long terme et à faible risque selon laquelle la majeure partie du bénéfice de la société est soutenue par des contrats réglementés axés sur les coûts de service et par des contrats à long terme. Par ailleurs, notre processus de planification à long terme prévoit aussi l'établissement de scénarios fondés sur différentes perspectives au chapitre de la demande.

### **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 porte intérêt à des taux 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 des swaps de taux d'intérêt pour gérer activement ce risque.

Bon nombre de nos instruments financiers et obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable sont fondés sur le TIOI. Ce taux cessera d'être publié à la fin de 2021 et sera vraisemblablement remplacé par un taux de financement à un jour garanti. Nous continuerons de surveiller les faits nouveaux et les conséquences sur nos activités, le cas échéant.

### **Risque de change**

Étant donné que nous dégageons des produits et engageons des charges et des dépenses en immobilisations 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 gérés activement pour un an au moyen d'instruments dérivés portant sur le taux de change, mais l'exposition naturelle 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 :

<b>2019</b>	<b>1,33</b>
2018	1,30
2017	1,30

L'incidence des fluctuations de la valeur du dollar US sur nos activités aux États-Unis et au Mexique 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. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des mesures non conformes aux PCGR » pour obtenir un complément d'information.

### **Principaux montants libellés en dollars US**

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars US)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
BAII comparable des gazoducs aux États-Unis	<b>2 055</b>	1 830	1 360
BAII comparable des gazoducs au Mexique <sup>1</sup>	<b>481</b>	486	353
BAII comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	<b>1 127</b>	876	604
BAII comparable des installations énergétiques aux États-Unis <sup>2</sup>	—	—	100
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	<b>(1 326)</b>	(1 325)	(1 269)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	<b>34</b>	15	3
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	<b>205</b>	326	259
Participations sans contrôle et autres comparables libellées en dollars US	<b>(233)</b>	(264)	(195)
	<b>2 343</b>	1 944	1 215

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 janvier 2018, les installations énergétiques aux États-Unis ne sont plus prises en compte dans le BAII 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 une partie de notre investissement net dans des établissements étrangers après les impôts.

### **Risque de crédit lié aux contreparties**

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

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

Les prix du gaz naturel qui sont restés bas durant l'année ont exercé une pression accrue sur la situation financière de certains de nos expéditeurs de gaz naturel, ce qui a forcé certaines entités à se restructurer ou à déclarer faillite. Cette situation n'a pas eu d'incidence négative importante sur notre résultat ou nos flux de trésorerie de 2019.



Nous surveillons les contreparties et passons en revue les débiteurs régulièrement et, au besoin, nous constatons une provision pour créances douteuses au besoin en ayant recours à la méthode d'identification spécifique. Aux 31 décembre 2019 et 2018, 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.

Il arrive parfois que nos contreparties éprouvent des difficultés financières attribuables aux prix et à la volatilité du marché des produits de base, à l'instabilité économique ou encore à des changements politiques ou réglementaires. En plus de la surveillance active de ces situations, plusieurs facteurs viennent atténuer notre exposition au risque de crédit lié aux contreparties, notamment les suivants :

- les droits et les recours contractuels, de même que le recours à des assurances financières fondées sur les contrats;
- les cadres réglementaires actuels qui régissent certaines de nos activités;
- la position concurrentielle de nos actifs et la demande visant nos services;
- le recouvrement potentiel des sommes impayées dans le cadre de faillites et de procédures semblables.

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.

### **Prêt à une société liée**

Nous détenons une participation de 60 % dans une coentreprise constituée avec IEnova pour la construction, la détention et l'exploitation du gazoduc Sur de Texas. En 2017, nous avons conclu avec la coentreprise une facilité de crédit renouvelable non garantie de 21,3 milliards de pesos mexicains, qui porte intérêt à un taux variable et vient à échéance en mars 2022. Au 31 décembre 2019, notre bilan consolidé condensé comprenait un prêt de 20,9 milliards de pesos mexicains ou 1,4 milliard de dollars (18,9 milliards de pesos mexicains ou 1,3 milliard de dollars en 2018) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente notre quote-part du financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 147 millions de dollars pour 2019 (120 millions de dollars en 2018; 34 millions de dollars en 2017) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des intérêts débiteurs est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation dans notre secteur des gazoducs au Mexique. Les intérêts créditeurs et autres comprennent aussi des gains de change de 53 millions de dollars pour 2019 (pertes de 5 millions de dollars en 2018; pertes de 63 millions de dollars en 2017) afférents à cette coentreprise et une quote-part correspondante des gains et pertes de change liés à Sur de Texas est inscrite dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation de notre secteur Siège social. Ainsi, il n'y a pas d'incidence sur le bénéfice net.

### **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 2019, 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 2019 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 2019, 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 2019 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 2019 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 2019, aucune perte de valeur n'a été comptabilisée.

En 2018, les pertes de 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 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

En 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 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.

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.

## Équipement de turbine du secteur de l'énergie

En 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 évaluer tout d'abord des facteurs qualitatifs, notamment la conjoncture macroéconomique, l'état du secteur et du marché, les facteurs liés au coût, les résultats financiers passés et prévus, ou des événements ayant touché spécifiquement l'unité d'exploitation en cause. 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 alors l'écart d'acquisition à un test de dépréciation quantitatif. Nous pouvons 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 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.

Lorsqu'une partie d'une unité d'exploitation qui constitue une entreprise est cédée, l'écart d'acquisition associé à cette entreprise est inclus dans la valeur comptable de l'entreprise aux fins du calcul du gain ou de la perte sur cession. Le montant de l'écart d'acquisition cédé est établi d'après les justes valeurs relatives de l'entreprise qui sera cédée et de la partie de l'unité d'exploitation qui sera conservée. Le 1<sup>er</sup> août 2019, nous avons conclu la vente de certains actifs de Columbia Midstream à un tiers. Comme ces actifs constituent une entreprise au sein de l'unité d'exploitation Columbia, la tranche de 595 millions de dollars de l'écart d'acquisition de Columbia attribuée à ces actifs a été libérée et portée en déduction du gain sur la vente.

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.

Dans le cadre du test de dépréciation de l'écart d'acquisition annuel, nous avons évalué les facteurs qualitatifs influant sur la juste valeur des unités d'exploitation. Nous avons déterminé qu'il était plus probable qu'improbable que la juste valeur des unités d'exploitation soit supérieure à leur valeur comptable, écart d'acquisition compris, et par conséquent l'écart d'acquisition n'avait pas subi de dépréciation.

## 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 2019 (6 millions de dollars US en 2018).

## INSTRUMENTS FINANCIERS

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, devraient 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.

### 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)	2019	2018
Autres actifs à court terme	190	737
Actifs incorporels et autres actifs	7	61
Créditeurs et autres	(115)	(922)
Autres passifs à long terme	(81)	(42)
	1	(166)

### 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 2019 (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
<b>Instruments dérivés détenus à des fins de transaction</b>					
Actifs	179	179	—	—	—
Passifs	(118)	(107)	(4)	—	(7)
<b>Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture</b>					
Actifs	18	11	3	3	1
Passifs	(78)	(8)	(31)	(14)	(25)
	1	75	(32)	(11)	(31)

## 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.

<b>exercices clos les 31 décembre</b>			
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>	<b>2017</b>
<b>Instrument dérivé détenu à des fins de transaction<sup>1</sup></b>			
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base <sup>2</sup>	<b>(111)</b>	28	62
Change	<b>245</b>	(248)	88
Taux d'intérêt	—	—	(1)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	<b>378</b>	351	(107)
Change	<b>(70)</b>	(24)	18
Taux d'intérêt	—	—	1
<b>Instrument dérivé faisant l'objet de relations de couverture</b>			
Montant des (pertes) gains réalisé(e)s de l'exercice			
Produits de base	<b>(6)</b>	(1)	23
Change	—	—	5
Taux d'intérêt	<b>2</b>	(1)	1

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

2 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.

Pour plus d'information sur nos instruments financiers dérivés et non dérivés, y compris les hypothèses de classement posées pour calculer la juste valeur et une analyse plus détaillée de l'exposition aux risques et des mesures d'atténuation, il y a lieu de se reporter à la note 25 « Gestion des risques et instruments financiers » des états financiers consolidés de la société.

## MODIFICATIONS COMPTABLES

Pour une description de nos principales conventions comptables et un résumé des modifications des conventions et des normes comptables ayant une incidence sur nos activités, il y a lieu de se reporter à la note 2 « Conventions comptables » et à la note 3 « Modifications comptables » des états financiers consolidés de la société.

## RÉSULTATS TRIMESTRIELS

### Principales données financières trimestrielles consolidées

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

2019	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
Produits	3 263	3 133	3 372	3 487
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 108	739	1 125	1 004
Résultat comparable	970	970	924	987
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	1,18 \$	0,79 \$	1,21 \$	1,09 \$
Résultat comparable par action ordinaire	1,03 \$	1,04 \$	1,00 \$	1,07 \$
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$

2018	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier
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 \$

### 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;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur des pipelines de liquides, les produits et le bénéfice net annuels sont fonction des contrats de transport 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;
- de la mise en service d'actifs nouvellement construits;
- des acquisitions et des désinvestissements;
- de la demande de services de transport ne faisant pas l'objet de contrats;
- des activités de commercialisation des liquides;
- des faits nouveaux hors du cours normal de l'exploitation;
- de certains ajustements de la juste valeur.

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

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

### 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 2019 sont également exclus :

- une reprise de 195 millions de dollars sur la provision pour moins-value liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable;
- une perte additionnelle de 61 millions de dollars après les impôts se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente;
- une charge additionnelle de 19 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream.

Du résultat comparable du troisième trimestre de 2019 sont également exclus :

- une perte de 133 millions de dollars après les impôts se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente;
- une perte de 133 millions de dollars après les impôts sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream;
- un gain de 115 millions de dollars après les impôts sur la vente partielle de Northern Courier.

Du résultat comparable du deuxième trimestre de 2019 sont également exclus :

- un gain de 54 millions de dollars après les impôts sur la vente de la centrale de Coolidge;
- une économie d'impôts reportés de 32 millions de dollars découlant de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta qui s'applique à nos entreprises canadiennes qui ne sont pas assujetties à la CATR;
- un gain de 6 millions de dollars après les impôts sur nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Du résultat comparable du premier trimestre de 2019 est également exclue :

- une perte de 12 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 quatrième trimestre de 2018 sont également 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 inscrit relativement à la résiliation de 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 gain 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.



## POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2019

### Résultats consolidés

<b>trimestres clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Gazoducs – Canada	<b>321</b>	450
Gazoducs – États-Unis	<b>666</b>	(34)
Gazoducs – Mexique	<b>136</b>	128
Pipelines de liquides	<b>355</b>	532
Énergie et stockage	<b>102</b>	315
Siège social	<b>(69)</b>	23
<b>Total du bénéfice sectoriel</b>	<b>1 511</b>	1 414
Intérêts débiteurs	<b>(586)</b>	(603)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	<b>117</b>	161
Intérêts créditeurs et autres	<b>210</b>	(215)
<b>Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice</b>	<b>1 252</b>	757
Charge d'impôts	<b>(27)</b>	(38)
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 225</b>	719
(Bénéfice net) perte nette attribuable aux participations sans contrôle	<b>(76)</b>	414
<b>Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle</b>	<b>1 149</b>	1 133
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>41</b>	41
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 108</b>	1 092
<b>Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué(e)</b>	<b>1,18 \$</b>	1,19 \$

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2019, le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a augmenté de 16 millions de dollars et diminué de 0,01 \$ par action comparativement à la même période en 2018. Le bénéfice net par action ordinaire tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD au quatrième trimestre de 2018 et en 2019.

Le bénéfice net 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 certains autres postes particuliers mentionnés ci-après.

Les résultats du quatrième trimestre de 2019 comprennent :

- une reprise de 195 millions de dollars sur la provision pour moins-value liée à des pertes fiscales aux États-Unis de certaines autres années découlant de notre réévaluation d'actifs d'impôts reportés dont la réalisation est plus probable qu'improbable;
- une perte additionnelle de 61 millions de dollars après les impôts se rapportant aux centrales alimentées au gaz naturel en Ontario qui sont destinées à la vente, ce qui a donné lieu à une perte totale après les impôts de 194 millions de dollars au 31 décembre 2019. Le total de la perte après les impôts sur cette vente devrait s'établir à 280 millions de dollars. Le montant non comptabilisé de cette perte au 31 décembre 2019 correspond essentiellement aux coûts qui devront être engagés d'ici la mise en service de la centrale de Napanee, y compris les intérêts capitalisés, et aux ajustements de clôture prévus, et il sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction. La clôture devrait avoir lieu d'ici la fin du premier trimestre de 2020;
- une charge additionnelle de 19 millions de dollars se rapportant aux impôts étatiques sur la vente de certains actifs de Columbia Midstream.

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 inscrit relativement à la résiliation de 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.

## Rapprochement du bénéfice net et du résultat comparable

<b>trimestres clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 108</b>	1 092
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>		
Reprise de la provision pour moins-value aux États-Unis	<b>(195)</b>	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	<b>61</b>	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	<b>19</b>	—
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)
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(27)
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
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>(23)</b>	54
<b>Résultat comparable</b>	<b>970</b>	946
<b>Bénéfice net par action ordinaire</b>	<b>1,18 \$</b>	1,19 \$
<b>Postes particuliers (déduction faite des impôts) :</b>		
Reprise de la provision pour moins-value aux États-Unis	<b>(0,21)</b>	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	<b>0,07</b>	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	<b>0,02</b>	—
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)
Gain net sur la vente des actifs d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(0,03)
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
Activités de gestion des risques <sup>1</sup>	<b>(0,03)</b>	0,06
<b>Résultat comparable par action ordinaire</b>	<b>1,03 \$</b>	1,03 \$

<b>1 trimestres clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>
Commercialisation des liquides	<b>(36)</b>	81
Installations énergétiques au Canada	<b>1</b>	—
Installations énergétiques aux États-Unis	—	20
Stockage de gaz naturel	<b>(3)</b>	(5)
Change	<b>69</b>	(169)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	<b>(8)</b>	19
<b>Total des gains (pertes) non réalisé(e)s découlant des activités de gestion des risques</b>	<b>23</b>	(54)

## 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.

<b>trimestres clos les 31 décembre</b>		
(en millions de dollars)	<b>2019</b>	<b>2018</b>
<b>BAIIA comparable</b>		
Gazoducs – Canada	<b>618</b>	818
Gazoducs – États-Unis	<b>855</b>	812
Gazoducs – Mexique	<b>165</b>	152
Pipelines de liquides	<b>472</b>	538
Énergie et stockage	<b>210</b>	167
Siège social	<b>(5)</b>	(34)
<b>BAIIA comparable</b>	<b>2 315</b>	2 453
Amortissement	<b>(625)</b>	(681)
Intérêts débiteurs	<b>(586)</b>	(603)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	<b>117</b>	161
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	<b>77</b>	11
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	<b>(211)</b>	(268)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle inclus dans le résultat comparable	<b>(76)</b>	(86)
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>(41)</b>	(41)
<b>Résultat comparable</b>	<b>970</b>	946

### BAIIA comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le BAIIA comparable du trimestre clos le 31 décembre 2019 a été inférieur de 138 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2018, principalement en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport moins élevé des gazoducs au Canada imputable principalement à la baisse des impôts sur le bénéfice transférés et de l'amortissement ainsi qu'à la diminution des revenus incitatifs se rapportant au réseau principal au Canada par suite de la comptabilisation de la décision de 2018 de l'ONÉ pour l'exercice complet au quatrième trimestre de 2018;
- l'apport moindre des pipelines de liquides découlant principalement de la réduction des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone, de la diminution des marges sur les activités de commercialisation des liquides et de l'incidence de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, le 17 juillet 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis découlant essentiellement du résultat supplémentaire tiré de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas, en partie contrebalancé par le résultat inférieur attribuable à la vente de certains actifs de Columbia Midstream, le 1<sup>er</sup> août 2019, et à Bison par suite d'une entente conclue en 2018 avec deux clients selon laquelle ceux-ci ont acquitté les produits futurs liés à leurs contrats et résilié ces contrats;
- l'apport plus élevé du secteur Énergie et stockage, principalement attribuable à l'accroissement des résultats de Bruce Power découlant de la hausse des prix de l'électricité réalisés et des volumes accrus, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des résultats de nos installations de cogénération situées en Alberta et par la vente de la centrale de Coolidge, le 21 mai 2019;
- l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019, moment auquel nous avons commencé à comptabiliser un bénéfice opérationnel. Avant la mise en service du gazoduc, notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas reflétait principalement la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, déduction faite de notre quote-part des intérêts débiteurs sur les prêts intersociétés. Ces intérêts débiteurs sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables de certaines charges de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, dont les impôts sur le bénéfice et l'amortissement, la diminution de ces charges influe sur notre BAIIA comparable, sans toutefois avoir d'incidence notable sur notre bénéfice net.

## Résultat comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le résultat comparable du trimestre clos le 31 décembre 2019 a été supérieur de 24 millions de dollars à celui de la période correspondante de 2018. Cette augmentation est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- l'augmentation des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars US ont donné lieu à des pertes réalisées moins importantes en 2019 qu'en 2018;
- la baisse de la charge d'impôts découlant principalement de la diminution des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux gazoducs à tarifs réglementés au Canada et de la baisse du résultat comparable avant les impôts, facteurs en partie contrebalancés par la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers;
- la diminution de l'amortissement, surtout en ce qui concerne les gazoducs au Canada, qui est entièrement recouverte par le truchement de la tarification comme il est indiqué ci-dessus dans l'analyse du BAIIA comparable et qui n'a donc pas d'effet sur le résultat comparable. Ce facteur est en partie contrebalancé par l'augmentation de l'amortissement relatif aux gazoducs aux États-Unis reflétant la mise en service des nouveaux projets;
- la baisse de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction par suite surtout de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie contrebalancée par les dépenses en immobilisations visant le réseau de NGTL et l'investissement continu dans nos projets au Mexique.

Le résultat comparable par action ordinaire de 1,03 \$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 a été semblable à celui de 2018 et il tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD au quatrième trimestre de 2018 et en 2019.

## Points saillants, selon le secteur

### Gazoducs – Canada

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Canada a diminué de 129 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à la même période de 2018.

Le bénéfice net du réseau de NGTL a augmenté de 20 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la même période de 2018, principalement en raison d'une base d'investissement moyenne plus élevée qui fait suite à l'expansion constante des réseaux.

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a diminué de 17 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à la même période de 2018, en raison principalement de la baisse du montant net des revenus incitatifs, en partie contrebalancée par la diminution des frais financiers sur l'excédent des produits de 2019. En décembre 2018, l'ONÉ a rendu sa décision de 2018 et, de ce fait, le montant net des revenus incitatifs pour l'exercice 2018 a été constaté au quatrième trimestre de 2018. La décision de 2018 de l'ONÉ prévoyait aussi l'amortissement accéléré du solde du CALT au 31 décembre 2017 et une hausse du taux d'amortissement composé, qui est passé de 3,2 % à 3,9 %.

Le BAIIA comparable a diminué de 200 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à la période correspondante de 2018, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution de l'amortissement, des impôts sur le bénéfice et des revenus incitatifs se rapportant au réseau principal au Canada par suite de la comptabilisation pour l'exercice complet, au quatrième trimestre de 2018, de l'incidence de la décision rendue en 2018 par l'ONÉ, qui s'est traduite par une hausse du résultat de ce trimestre;
- la hausse du résultat fondé sur les tarifs et de l'amortissement relatifs au réseau de NGTL découlant de la mise en service d'installations additionnelles.

Étant donné le traitement à titre de coûts transférables des impôts sur le bénéfice et de l'amortissement de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, la variation de ces charges influe sur le BAIIA comparable, sans toutefois avoir d'incidence notable sur le bénéfice net.

L'amortissement a diminué de 71 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à la même période de 2018, principalement en raison de l'incidence de la comptabilisation pour l'exercice complet de l'augmentation des taux d'amortissement approuvée dans le cadre de la décision de l'ONÉ de 2018 concernant le réseau principal au Canada en décembre 2018, en partie contrebalancée par la mise en service d'installations supplémentaires du réseau de NGTL.

## **Gazoducs – États-Unis**

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a augmenté de 700 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 comparativement à la même période de 2018, en raison principalement des montants suivants qui ont été comptabilisés à titre de postes particuliers en 2018 et qui sont exclus du calcul du BAII comparable et du résultat comparable :

- une charge de dépréciation d'actifs hors trésorerie de 722 millions de dollars avant les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de l'écart d'acquisition hors trésorerie de 79 millions de dollars avant les impôts se rapportant à Tuscarora;
- des paiements de résiliation de 130 millions de dollars avant les impôts, constatés dans les produits, versés par des clients à l'égard de deux contrats de transport liant Bison.

Les montants précités sont présentés avant la réduction au titre des participations sans contrôle de 74,5 % dans TC Pipelines, LP.

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 a augmenté de 35 millions de dollars US par rapport à celui de la même période de 2018, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'augmentation des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas mis en service;
- la diminution du résultat attribuable à la vente de certains actifs de Columbia Midstream le 1<sup>er</sup> août 2019;
- la diminution du résultat tiré de Bison à la suite des ententes conclues avec des clients en 2018 selon lesquelles ceux-ci ont acquitté les produits futurs liés à leurs contrats et résilié ces contrats.

L'amortissement a augmenté de 12 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 comparativement à la même période de 2018 par suite de la mise en service de nouveaux projets, facteur en partie contrebalancé par la baisse de l'amortissement découlant de la dépréciation des actifs de Bison en 2018 et de la vente de certains actifs de Columbia Midstream le 1<sup>er</sup> août 2019.

## **Gazoducs – Mexique**

Le bénéfice sectoriel des gazoducs au Mexique a augmenté de 8 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la même période de 2018, en raison principalement de la hausse du BAIIA décrite ci-après.

Le BAIIA comparable du secteur des gazoducs au Mexique a augmenté de 10 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la même période de 2018, en raison de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'augmentation de la quote-part du bénéfice provenant de notre participation comptabilisée à la valeur de consolidation dans le gazoduc Sur de Texas, qui a été mis en service en septembre 2019, après quoi nous avons commencé à comptabiliser un bénéfice opérationnel. Avant la mise en service du gazoduc, notre quote-part du bénéfice de Sur de Texas reflétait la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, déduction faite de notre quote-part des intérêts débiteurs sur des prêts intersociétés. Notre quote-part de ces intérêts débiteurs est entièrement compensée dans les intérêts créditeurs et autres;
- la diminution des autres produits d'exploitation faisant suite essentiellement aux changements apportés au moment de leur constatation en 2018.

L'amortissement a augmenté de 3 millions de dollars US pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la même période de 2018, ce qui s'explique par la mise en service de nouveaux actifs et par d'autres ajustements.

## **Pipelines de liquides**

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a diminué de 177 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à la même période de 2018, et il comprend 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 qui ont été exclus du calcul du BAII comparable.

Le BAIIA comparable du secteur des pipelines de liquides a diminué de 66 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la même période de 2018, hausse principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone;
- l'apport moins élevé tiré des activités de commercialisation des liquides du fait de la contraction des marges;
- la diminution du bénéfice par suite de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, le 17 juillet 2019;
- l'apport du pipeline White Spruce, mis en service en mai 2019.

L'amortissement a diminué de 6 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la même période de 2018, en raison surtout de la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier.

### **Énergie et stockage**

Le bénéfice sectoriel du secteur Énergie et stockage a diminué de 213 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la même période de 2018. Il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus du calcul du BAII comparable :

- au quatrième trimestre de 2019, une perte supplémentaire de 77 millions de dollars avant les impôts relativement à nos centrales alimentées au gaz naturel en Ontario, qui sont destinées à la vente;
- au quatrième trimestre de 2018, 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, les derniers ayant été vendus en mai 2019;
- en décembre 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;
- 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 Énergie et stockage a augmenté de 43 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 comparativement à celui de la même période de 2018, en raison surtout de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite essentiellement de la hausse des prix de l'électricité réalisés et de l'accroissement des volumes découlant d'un plus petit nombre de jours d'arrêt d'exploitation;
- la baisse de l'apport des installations de production énergétique au Canada, en raison principalement de la vente de la centrale de Coolidge le 21 mai 2019, d'un ajustement apporté à la facturation d'une période précédente et du plus grand nombre de jours d'arrêt d'exploitation de nos centrales de cogénération situées en Alberta.

L'amortissement a augmenté de 2 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à la même période de 2018, ce qui s'explique essentiellement par l'accroissement de l'amortissement de nos centrales de cogénération albertaines en raison de la réévaluation de la durée de vie utile de certaines de leurs composantes. Cette hausse a été en partie contrebalancée par la cessation de l'amortissement de notre centrale de Halton Hills le 30 juillet 2019 et de notre centrale de Coolidge le 31 décembre 2018 par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente.

### **Siège social**

Le bénéfice sectoriel du secteur Siège social pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 a diminué de 92 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2018. Pour le trimestre considéré, (la perte) le bénéfice sectoriel(le) comprend des pertes de change de 64 millions de dollars en 2019, comparativement à des gains de change de 57 millions de dollars en 2018 sur notre quote-part des prêts intersociétés libellés en pesos consentis à la coentreprise Sur de Texas par les partenaires. Ces montants sont inscrits dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et ils ont été exclus du calcul du BAIIA et du BAII comparables car ils sont entièrement compensés par les gains et les pertes de change correspondants inclus dans les intérêts créditeurs et autres au titre du prêt intersociétés qui représente notre quote-part du financement à long terme du projet.

Le BAIIA comparable a augmenté de 29 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 par rapport à celui de la période correspondante de 2018, essentiellement à cause des frais généraux et frais d'administration qui étaient plus élevés en 2018.

# Glossaire

## Unités de mesure

b/j	barils par jour
Gpi <sup>3</sup>	milliard de pieds cubes
Gpi <sup>3</sup> /j	milliards de pieds cubes par jour
GWh	gigawattheure
km	kilomètre
Mpi <sup>3</sup> /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.
ESG	Environnement, responsabilité sociale et gouvernance
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 et d'achat d'actions
SGOT	Système de gestion opérationnelle de TC Énergie
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
REC	Régie de l'énergie du Canada (anciennement l'Office national de l'énergie (Canada))
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 (Ontario)
STFR	Système de tarification fondé sur le rendement
TSX	Bourse de Toronto