

Rapport trimestriel aux actionnaires

Troisième trimestre de 2019

Points saillants des résultats financiers

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice				
Produits	3 133	3 156	9 992	9 775
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	739	928	2 868	2 447
par action ordinaire – de base et dilué	0,79 \$	1,02 \$	3,09 \$	2,72 \$
BAIIA comparable ¹	2 344	2 056	7 051	6 110
Résultat comparable ¹	970	902	2 881	2 534
par action ordinaire ¹	1,04 \$	1,00 \$	3,11 \$	2,82 \$
Flux de trésorerie				
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 585	1 299	5 256	4 516
Fonds provenant de l'exploitation comparables ¹	1 802	1 571	5 292	4 641
Flux de trésorerie distribuables comparables ¹	1 657	1 413	4 830	4 158
par action ordinaire ¹	1,78 \$	1,56 \$	5,21 \$	4,63 \$
Dépenses d'investissement ²	2 135	2 798	6 429	7 491
Dividendes déclarés				
Par action ordinaire	0,75 \$	0,69 \$	2,25 \$	2,07 \$
Actions ordinaires en circulation – de base (en millions)				
– moyenne pondérée de la période	932	906	927	898
– émises et en circulation à la fin de la période	934	914	934	914

1 Le BAIIA comparable, le résultat comparable, le résultat comparable par action ordinaire, les fonds provenant de l'exploitation comparables, les flux de trésorerie distribuables comparables et les flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire sont des mesures non conformes aux PCGR. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information.

2 Comprennent les dépenses d'investissement, les projets en cours et les apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation.

Rapport de gestion

Le 31 octobre 2019

Le 3 mai 2019, TransCanada Corporation a changé de dénomination et s'appelle maintenant Corporation TC Énergie (« TC Énergie »).

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 le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, et il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés condensés non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, qui ont été dressés conformément aux PCGR des États-Unis.

Le présent rapport de gestion devrait également être lu à la lumière des états financiers consolidés audités et des notes y afférentes pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, ainsi que du rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2018. Les termes abrégés qui ne sont pas définis dans les présentes ont le sens qui leur est donné dans notre rapport annuel de 2018. Certains chiffres correspondants ont été ajustés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour la période à l'étude.

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 comprennent 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, notamment la gestion de notre portefeuille;
- la croissance prévue du dividende;
- les prévisions quant à l'accès à des sources de financement et le coût prévu du capital;
- les coûts et les calendriers prévus à l'égard des projets planifiés, notamment les projets en construction et en cours d'aménagement;
- les prévisions concernant les dépenses en immobilisations et les obligations contractuelles;
- les processus de réglementation à suivre et leurs résultats prévus;
- l'issue de toute action en justice, notamment l'arbitrage et les indemnités d'assurance;
- l'incidence prévue de modifications à venir au régime fiscal et aux normes comptables, d'engagements futurs et de passifs éventuels;
- les prévisions quant aux conditions dans l'industrie, à la conjoncture et au contexte économique.

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

Les informations prospectives sont fondées sur les hypothèses clés qui suivent et 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 les 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 les produits tirés des 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 indemnités d'assurance;
- les modifications apportées aux lois et règlements dans le domaine de l'environnement et dans d'autres domaines;
- notre capacité à prévoir et à évaluer correctement les changements apportés aux politiques et à la réglementation gouvernementales;
- la concurrence dans les secteurs des pipelines, de l'énergie et du stockage;
- 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.

Le lecteur trouvera des renseignements sur ces facteurs et sur d'autres encore dans le présent rapport de gestion et dans les autres rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières du Canada et de la SEC, notamment le rapport de gestion figurant dans notre rapport annuel de 2018.

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 plus de renseignements au sujet de TC Énergie dans notre notice annuelle et dans d'autres documents d'information accessibles dans le site Web de SEDAR (www.sedar.com).

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Le présent rapport de gestion fait mention des mesures non conformes aux PCGR suivantes :

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

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

Mesures comparables

Pour calculer les mesures comparables, nous ajustons certaines mesures conformes aux PCGR en fonction de postes particuliers 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 les chiffres pour tenir compte d'un poste particulier est subjective et n'est prise qu'après un examen minutieux. Les postes particuliers peuvent notamment porter sur ce qui suit :

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

Nous excluons les gains non réalisés et les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur d'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
BAIIA comparable	bénéfice sectoriel
BAll comparable	bénéfice sectoriel
résultat comparable	bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires
résultat comparable par action ordinaire	bénéfice net par action ordinaire
fonds provenant de l'exploitation comparables	rentées nettes liées aux activités d'exploitation
flux de trésorerie distribuables comparables	rentées nettes liées aux activités d'exploitation

BAIIA comparable et BAll comparable

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

Résultat comparable et résultat comparable par action ordinaire

Le résultat comparable représente le bénéfice ou la perte attribuable aux actionnaires ordinaires, sur une base consolidée, ajusté en fonction de postes particuliers. Le résultat comparable englobe le bénéfice sectoriel, les intérêts débiteurs, la provision pour les fonds utilisés pendant la construction, les intérêts créditeurs et autres, les impôts sur le bénéfice, la participation sans contrôle et les dividendes sur les actions privilégiées, après ajustement en fonction de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Résultats consolidés » pour un rapprochement avec le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et 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 aux activités d'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, 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 de postes particuliers. Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

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

Nous croyons que les flux de trésorerie distribuables comparables sont une mesure supplémentaire utile de la performance qui définit les liquidités disponibles pour les actionnaires ordinaires avant l'affectation des capitaux. Les flux de trésorerie distribuables comparables correspondent aux fonds provenant de l'exploitation comparables diminués des dividendes sur les actions privilégiées, des distributions aux participations sans contrôle et des dépenses d'investissement de maintien non recouvrables.

Les dépenses d'investissement de maintien représentent les dépenses engagées pour maintenir la capacité opérationnelle, l'intégrité et la fiabilité de nos actifs et elles tiennent compte des montants versés pour notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Dans les faits, nous avons la possibilité de recouvrer à même les droits la totalité des dépenses d'investissement de maintien consacrées à nos secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des pipelines de liquides. C'est pourquoi le calcul des flux de trésorerie distribuables comparables et des flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire présentés tient compte seulement d'une réduction au titre des dépenses d'investissement de maintien recouvrables.

Se reporter à la rubrique « Situation financière » pour un rapprochement avec les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Résultats consolidés – troisième trimestre de 2019

À compter du premier trimestre de 2019, le secteur précédemment appelé Énergie est renommé Énergie et stockage.

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Gazoducs – Canada	283	267	794	800
Gazoducs – États-Unis	626	545	2 081	1 734
Gazoducs – Mexique	125	127	354	382
Pipelines de liquides	491	316	1 493	1 047
Énergie et stockage	27	223	353	464
Siège social	33	(68)	(1)	(77)
Total du bénéfice sectoriel	1 585	1 410	5 074	4 350
Intérêts débiteurs	(573)	(577)	(1 747)	(1 662)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	120	147	358	365
Intérêts créditeurs et autres	(19)	168	250	139
Bénéfice avant les impôts sur le bénéfice	1 113	1 148	3 935	3 192
Charge d'impôts	(274)	(120)	(727)	(394)
Bénéfice net	839	1 028	3 208	2 798
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(59)	(59)	(217)	(229)
Bénéfice net attribuable aux participations assurant le contrôle	780	969	2 991	2 569
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(123)	(122)
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	739	928	2 868	2 447
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,79 \$	1,02 \$	3,09 \$	2,72 \$

Le bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires a diminué de 189 millions de dollars (0,23 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 et a augmenté de 421 millions de dollars (0,37 \$ par action ordinaire) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Le bénéfice net par action ordinaire tient compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

Le bénéfice net des deux périodes considérées comprenait des gains et des pertes non réalisés découlant de changements dans des activités de gestion des risques, ainsi que certains autres postes particuliers mentionnés ci-dessous, qui ont été retranchés du résultat comparable.

Les résultats de 2019 comprennent les éléments suivants :

- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, au 30 septembre 2019 se rapportant aux 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 231 millions de dollars. Le solde de la perte 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 sera entièrement comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction, qui devrait avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2020;
- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, sur la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, sur la vente partielle de Northern Courier, en juillet 2019;
- un gain de 54 millions de dollars, après les impôts, sur la vente de notre centrale de Coolidge, en mai 2019;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

- 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, en juin 2019;
- une perte de 6 millions de dollars, après les impôts, pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, découlant de nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, qui ont été vendus en mai 2019.

Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information sur les cessions susmentionnées.

Les résultats de 2018 comprenaient les éléments suivants :

- un bénéfice de 8 millions de dollars et de 3 millions de dollars, après les impôts, pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018, respectivement, découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis.

Ces sommes ont été exclues du résultat comparable, car nous considérons que les transactions ou les ajustements dont elles découlent ne font pas partie de nos activités sous-jacentes.

Le rapprochement du bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires et du résultat comparable est présenté dans le tableau ci-après.

RAPPROCHEMENT DU BÉNÉFICE NET ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	739	928	2 868	2 447
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	133	—	133	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	133	—	133	—
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	(115)	—	(115)	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	(54)	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(32)	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	(8)	6	(3)
Activités de gestion des risques ¹	80	(18)	(58)	90
Résultat comparable	970	902	2 881	2 534
Bénéfice net par action ordinaire	0,79 \$	1,02 \$	3,09 \$	2,72 \$
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :				
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	0,14	—	0,14	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	0,14	—	0,14	—
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	(0,12)	—	(0,12)	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	(0,06)	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	(0,03)	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	(0,01)	0,01	—
Activités de gestion des risques	0,09	(0,01)	(0,06)	0,10
Résultat comparable par action ordinaire	1,04 \$	1,00 \$	3,11 \$	2,82 \$

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

1 Activités de gestion des risques	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
(en millions de dollars)				
Installations énergétiques au Canada	(1)	—	(1)	3
Installations énergétiques aux États-Unis	—	31	(52)	(31)
Commercialisation des liquides	(70)	(65)	(36)	(10)
Stockage de gaz naturel	(3)	—	(8)	(6)
Change	(31)	60	176	(79)
Impôts sur le bénéfice attribuables aux activités de gestion des risques	25	(8)	(21)	33
Total des (pertes non réalisées) gains non réalisés découlant des activités de gestion des risques	(80)	18	58	(90)

RAPPROCHEMENT DU BAIIA COMPARABLE ET DU RÉSULTAT COMPARABLE

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

	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2019	2018	2019	2018
BAIIA comparable				
Gazoducs – Canada	572	522	1 656	1 561
Gazoducs – États-Unis	796	715	2 625	2 223
Gazoducs – Mexique	153	153	440	455
Pipelines de liquides	575	467	1 720	1 311
Énergie et stockage	252	207	622	585
Siège social	(4)	(8)	(12)	(25)
BAIIA comparable	2 344	2 056	7 051	6 110
Amortissement	(610)	(564)	(1 839)	(1 669)
Intérêts débiteurs	(573)	(577)	(1 747)	(1 662)
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	120	147	358	365
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	49	48	85	166
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(260)	(108)	(687)	(425)
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(59)	(59)	(217)	(229)
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(123)	(122)
Résultat comparable	970	902	2 881	2 534
Résultat comparable par action ordinaire	1,04 \$	1,00 \$	3,11 \$	2,82 \$

BAIIA comparable – comparaison de 2019 et de 2018

Le BAIIA comparable a augmenté de 288 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides, en partie contrebalancé par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019;

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie annulé par la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) et la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'apport plus important des gazoducs au Canada, attribuable surtout au recouvrement par le réseau principal au Canada d'un amortissement et de revenus incitatifs plus élevés en 2019;
- l'apport accru du secteur Énergie et stockage attribuable principalement à la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés et de l'augmentation de la production, ce facteur ayant été en partie contrebalancé par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne au quatrième trimestre de 2018 et la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019.

Le BAIIA comparable a augmenté de 941 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- l'apport accru des pipelines de liquides découlant principalement de l'accroissement des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et du résultat plus élevé tiré des activités de commercialisation des liquides, en partie contrebalancé par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier, en juillet 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs aux États-Unis attribuable essentiellement au résultat accru découlant de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie annulé par la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) et la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- l'apport plus élevé des gazoducs au Canada attribuable principalement au recouvrement, pour le réseau principal au Canada, de la charge d'amortissement plus élevée, ainsi qu'à la hausse des revenus incitatifs en 2019, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés se rapportant au réseau de NGTL faisant suite à l'accélération de l'amortissement aux fins de l'impôt;
- l'apport accru du secteur Énergie et stockage, principalement grâce à la hausse du résultat inscrit par Bruce Power par suite de l'accroissement des prix de l'électricité réalisés, déduction faite de la diminution de la production d'électricité découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation; ce facteur a été annulé en partie par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en 2018 et la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion en dollars canadiens du résultat de nos activités américaines.

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 a augmenté de 68 millions de dollars (0,04 \$ par action ordinaire) pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'impôts sur le bénéfice imputable essentiellement à l'augmentation du résultat comparable avant les impôts et à la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers;
- l'augmentation de la charge d'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. L'augmentation de cette charge consolidée reflète également la mise en service de nouveaux projets;
- la baisse de provision pour les fonds utilisés pendant la construction des gazoducs aux États-Unis par suite surtout de la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf, en partie contrebalancée par l'investissement continu dans l'expansion du réseau de NGTL et nos projets au Mexique.

Le résultat comparable a augmenté de 347 millions de dollars (0,29 \$ par action ordinaire) pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 comparativement à celui de la même période en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence nette des éléments suivants :

- les variations du BAIIA comparable décrites ci-dessus;
- la hausse de la charge d'impôts sur le bénéfice imputable à l'augmentation du résultat comparable avant les impôts et à la réduction des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, annulée en partie par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL;
- l'augmentation de la charge d'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 de la hausse du BAIIA comparable et qui n'a donc pas d'effet sur le résultat comparable. L'augmentation de cette charge consolidée reflète également la mise en service de nouveaux projets;
- l'augmentation des intérêts débiteurs imputable surtout aux emprunts à court terme plus élevés, à l'incidence du change sur la conversion des intérêts libellés en dollars américains et aux émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus. Cette augmentation est en partie compensée par l'accroissement des intérêts capitalisés;
- la diminution des intérêts créditeurs et autres, qui s'explique par le fait que les dérivés utilisés pour gérer notre exposition aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains ont donné lieu à des pertes réalisées en 2019 alors qu'ils s'étaient soldés par des gains réalisés en 2018.

Le résultat comparable par action ordinaire pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 tient également compte de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme d'émission au cours du marché en 2018.

Programme d'investissement

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

Notre programme d'investissement comprend un montant d'environ 30 milliards de dollars de projets garantis, à savoir des projets engagés et bénéficiant d'un soutien sur le plan commercial qui sont en construction ou en processus d'obtention de permis, mais non encore entièrement approuvés. D'autres projets en cours d'aménagement, dont le coût se situe à 21 milliards de dollars, bénéficient aussi d'un soutien commercial, sauf mention contraire, mais l'échéancier de réalisation et les coûts de projet qui s'y rapportent sont plus incertains et sont conditionnels à l'obtention de certaines autorisations. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, des projets totalisant environ 8,2 milliards de dollars ont été mis en service; il s'agit notamment de Mountaineer XPress, de Golf XPress, de divers prolongements du réseau de NGTL et des pipelines Sur de Texas et White Spruce.

Les dépenses d'investissement de maintien des trois prochaines années de nos secteurs d'activité sont comprises dans le tableau des projets garantis. Les dépenses d'investissement de maintien consacrées aux activités des 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 activités du secteur des pipelines de liquides prévoient le recouvrement des dépenses d'investissement de maintien.

Tous les projets sont assujettis à des ajustements des coûts et du 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.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Projets garantis

(en milliards de dollars)	Année de mise en service prévue	Coût estimatif du projet ¹	Valeur comptable au 30 septembre 2019
Gazoducs – Canada			
Réseau principal au Canada	2019-2022	0,4	0,1
Réseau de NGTL ^{2,3}	2019	2,5	2,4
	2020	2,1	0,8
	2021	2,6	0,1
	2022+	2,8	—
Coastal GasLink ^{4,5}	2023	6,6	0,8
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	1,8	0,4
Gazoducs – États-Unis			
Columbia Gas			
Modernisation II	2019-2020	1,1 US	0,7 US
Autres investissements dans la capacité	2019-2022	1,5 US	0,1 US
Dépenses d'investissement de maintien des projets réglementés	2019-2021	2,1 US	0,4 US
Gazoducs – Mexique			
Villa de Reyes	2020	0,9 US	0,7 US
Tula ⁶	—	0,8 US	0,6 US
Pipelines de liquides			
Autres investissements dans la capacité	2020	0,1	—
Dépenses d'investissement de maintien recouvrables	2019-2021	0,1	—
Énergie et stockage			
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁷	2019-2023	2,2	0,9
Autres			
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ⁸	2019-2021	0,7	0,2
		28,3	8,2
Incidence du change sur les projets garantis ⁹		2,0	0,8
Total des projets garantis (en dollars CA)		30,3	9,0

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

2 Le projet de North Montney est compris dans le programme de 2019, même s'il est prévu qu'une partie du projet soit mise en service en janvier 2020.

3 Comprend une somme de 0,7 milliard de dollars qui sera consacrée au réseau de gazoducs Foothills relié au programme de livraison parcours ouest..

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

5 La valeur comptable est présentée déduction faite des encaissements obtenus au quatrième trimestre de 2018 de certains participants à la coentreprise avec LNG Canada au titre du remboursement de quelque 0,5 milliard de dollars des coûts préalables à la décision d'investissement finale conformément aux accords de projet.

6 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. Les tronçons est et ouest du projet Tula sont visés par la renégociation avec la CFE.

7 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.

8 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 du secteur Énergie et stockage.

9 Reflète un taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien de 1,32 au 30 septembre 2019.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 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 ¹	Valeur comptable au 30 septembre 2019
Gazoducs – Canada		
Réseau de NGTL – Merrick	1,9	—
Gazoducs – États-Unis		
Autres investissements dans la capacité ²	0,4 US	—
Pipelines de liquides		
Keystone XL ³	8,0 US	1,0 US
Terminaux de Heartland et de TC ⁴	0,9	0,1
Grand Rapids, phase 2 ⁴	0,7	—
Terminal de Keystone à Hardisty ⁴	0,3	0,1
Énergie et stockage		
Bruce Power – Allongement du cycle de vie ⁵	6,0	—
	18,2	1,2
Incidence du change sur les projets en cours d'aménagement ⁶	2,7	0,3
Total des projets en cours d'aménagement (en dollars CA)	20,9	1,5

- 1 Reflète notre quote-part des coûts liés aux coentreprises, le cas échéant, et 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 comptabilisée en 2015, de même que d'autres montants capitalisés depuis le 1^{er} 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 1,32 au 30 septembre 2019.

Perspectives

Résultats comparables consolidés

Dans l'ensemble, nos perspectives à l'égard de 2019 restent semblables à celles énoncées dans le rapport annuel de 2018, compte tenu de l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse attendue des volumes sur le réseau d'oléoducs Keystone et l'apport plus élevé des activités de commercialisation des liquides;
- le retard du début de l'exploitation de la centrale de Napanee et du gazoduc Sur de Texas;
- l'incertitude entourant l'incidence des derniers points de la réforme fiscale aux États-Unis, qui devraient être présentés vers la fin de 2019, sur le coût de financement de certaines de nos installations aux États-Unis;
- la vente d'actifs et l'utilisation du produit de la vente.

Dépenses d'investissement consolidées

Le total de nos dépenses d'investissement pour 2019 devrait s'établir à environ 9 milliards de dollars. Ce montant sera consacré aux projets de croissance, à des investissements de maintien et à des apports à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation. Cette augmentation par rapport aux perspectives indiquées dans le rapport annuel de 2018 s'explique principalement par l'accroissement des dépenses consacrées à la centrale de Napanee, au réseau de NGTL et au projet Mountaineer XPress et par les fluctuations des taux de change.

Gazoducs – Canada

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Réseau de NGTL	311	302	871	884
Réseau principal au Canada	234	195	704	592
Autres gazoducs au Canada ¹	27	25	81	85
BAIIA comparable	572	522	1 656	1 561
Amortissement	(289)	(255)	(862)	(761)
BAI comparable et bénéfice sectoriel	283	267	794	800

1 Ces données comprennent les résultats de Foothills, de Ventures LP et de la portion canadienne de Great Lakes, la quote-part nous revenant du bénéfice de TQM, les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs au Canada.

Le BAI comparable et le bénéfice sectoriel du secteur Gazoducs – Canada ont augmenté de 16 millions de dollars et diminué de 6 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018.

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

BÉNÉFICE NET ET BASE D'INVESTISSEMENT MOYENNE

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net				
Réseau de NGTL	124	101	355	289
Réseau principal au Canada	43	40	129	121
Base d'investissement moyenne				
Réseau de NGTL			11 654	9 419
Réseau principal au Canada			3 677	3 855

Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, le bénéfice net du réseau de NGTL a progressé de 23 millions de dollars et de 66 millions de dollars, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Cette progression s'explique par la base d'investissement moyenne plus élevée, qui fait suite à l'expansion constante des réseaux. Le réseau de NGTL est exploité aux termes du règlement de 2018-2019, qui prévoit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions ordinaire réputé de 40 %, un mécanisme de partage de l'écart à partir des coûts fixes annuels d'exploitation, d'entretien et d'administration et le traitement de tous les autres coûts au moyen des coûts transférables.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Le bénéfice net du réseau principal au Canada a augmenté de 3 millions de dollars et de 8 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes de 2018. L'augmentation observée pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 est attribuable principalement à la hausse des revenus incitatifs. Nous n'avions pas inscrit de revenus incitatifs pour les neuf premiers mois de 2018, en attendant l'issue de l'examen des droits relatifs au réseau principal au Canada pour la période 2018-2020. La décision de 2018 de l'ONÉ, reçue en décembre 2018, reconduit l'accord d'encouragement établi dans la décision de 2014 de l'ONÉ, de même que les chiffres approuvés, soit un RCA de 10,1 % sur un ratio du capital-actions réputé de 40 %. Par conséquent, nous avons comptabilisé les revenus incitatifs de l'exercice 2018 complet au cours du quatrième trimestre de 2018.

BAIIA COMPARABLE

Le BAIIA comparable des gazoducs au Canada a augmenté de 50 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 et de 95 millions de dollars pour la période de neuf mois close à la même date, comparativement à celui des périodes correspondantes de 2018. Les variations résultent de l'incidence nette des éléments suivants :

- l'amortissement accru du réseau principal au Canada découlant de la hausse de tarifs approuvée dans la décision de 2018 de l'ONÉ;
- la hausse des revenus incitatifs se rapportant au réseau principal au Canada;
- la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement au réseau de NGTL et au réseau principal au Canada par suite 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. Étant donné le traitement à titre de coûts transférables des impôts sur le bénéfice de nos gazoducs à tarifs réglementés au Canada, cette modification avantageuse du régime fiscal a pour effet de réduire notre BAIIA comparable, sans toutefois se répercuter sur notre bénéfice net;
- la hausse du résultat fondé sur les tarifs enregistré pour le réseau de NGTL;
- l'amortissement accru du réseau de NGTL découlant de la mise en service d'installations additionnelles.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 34 millions de dollars et de 101 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, principalement en raison d'un accroissement des taux d'amortissement composés approuvés dans la décision de 2018 de l'ONÉ concernant le réseau principal, ainsi que par suite de la mise en service d'installations additionnelles du réseau de NGTL.

Gazoducs – États-Unis

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Columbia Gas	291	204	906	637
ANR	107	111	373	370
TC PipeLines, LP ^{1,2}	26	30	88	102
Great Lakes ³	15	18	62	74
Midstream	18	42	87	101
Columbia Gulf	47	34	131	90
Autres gazoducs aux États-Unis ⁴	21	19	58	50
Participations sans contrôle ⁵	79	89	270	304
BAIIA comparable	604	547	1 975	1 728
Amortissement	(145)	(130)	(425)	(380)
BAI comparable	459	417	1 550	1 348
Incidence du change	146	128	510	386
BAI comparable (en dollars CA)	605	545	2 060	1 734
Poste particulier :				
Gain sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	21	—	21	—
Bénéfice sectoriel (en dollars CA)	626	545	2 081	1 734

1 Tient 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.

2 Pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, notre participation dans TC PipeLines, LP se chiffrait à 25,5 %, soit le même pourcentage qu'aux périodes correspondantes de 2018.

3 Représente notre participation directe de 53,55 % dans Great Lakes. TC PipeLines, LP détient la participation restante de 46,45 %.

4 Comprend les résultats de notre participation effective dans Millennium et Hardy Storage, ainsi que les frais généraux et frais d'administration et les coûts liés à l'expansion des affaires se rapportant à notre secteur des gazoducs aux États-Unis.

5 Représente les résultats attribuables à la portion de TC PipeLines, LP, qui ne nous appartient pas.

Le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs aux États-Unis a progressé de 81 millions de dollars et de 347 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Le bénéfice sectoriel tenait compte d'un gain de 21 millions de dollars, avant les impôts, sur la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019, qui a été exclu du BAI comparable. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

En plus des augmentations nettes du BAIIA comparable indiquées ci-après, le raffermissement du dollar américain en 2019 a eu une incidence positive sur le bénéfice sectoriel équivalent de nos installations américaines en dollars canadiens comparativement aux mêmes périodes en 2018.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Le BAIIA comparable des gazoducs aux États-Unis pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 a augmenté de 57 millions de dollars américains et de 247 millions de dollars américains, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018, en raison principalement de l'effet net des éléments suivants :

- l'accroissement des résultats tirés des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf mis en service;
- la diminution du résultat tiré de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) à cause de 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 d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 15 millions de dollars américains et de 45 millions de dollars américains pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, principalement en raison des nouveaux projets mis en service; l'augmentation a été en partie contrebalancée par la baisse de l'amortissement des immobilisations corporelles par suite de la dépréciation des actifs de Bison (actif détenu en propriété exclusive par TC Pipelines, LP) comptabilisée en 2018 et par la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019.

Gazoducs – Mexique

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars US, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Topolobampo	40	42	120	128
Tamazunchale	31	33	93	96
Mazatlán	17	19	52	58
Guadalajara	17	18	49	53
Sur de Texas ¹	10	4	18	14
Autres	—	—	—	4
BAIIA comparable	115	116	332	353
Amortissement	(21)	(19)	(65)	(56)
BAI comparable	94	97	267	297
Incidence du change	31	30	87	85
BAI comparable et bénéfice sectoriel (en dollars CA)	125	127	354	382

1 Représente notre quote-part du bénéfice tiré de notre participation de 60 %.

Le BAI comparable et le bénéfice sectoriel du secteur des gazoducs au Mexique ont diminué de 2 millions de dollars et de 28 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. La baisse du BAIIA, décrite ci-après, a été en partie compensée par un raffermissement du dollar américain en 2019, qui a eu une incidence positive sur le résultat comparable équivalent en dollars canadiens.

Le BAIIA comparable des gazoducs au Mexique pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 a fléchi de 1 million de dollars US et de 21 millions de dollars US, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018, en grande partie à cause de l'incidence nette des éléments suivants :

- la diminution des produits d'exploitation faisant suite essentiellement aux changements apportés au moment de leur constatation en 2018;
- 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 le 17 septembre 2019, date à laquelle 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 des intérêts débiteurs sur un prêt intersociétés consenti par TC Énergie. Ces intérêts débiteurs sont entièrement compensés dans les intérêts créditeurs et autres, dans le secteur Siège social.

Par suite de l'exécution d'un accord modificateur conclu avec la CFE relativement au gazoduc Sur de Texas et du début de son exploitation, nous comptabilisons les produits tirés de ce gazoduc à un tarif moyen normalisé sur la durée du contrat, qui est maintenant de 35 ans. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a augmenté de 2 millions de dollars US et de 9 millions de dollars US pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison de la mise en service de nouveaux actifs et d'autres ajustements.

Pipelines de liquides

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Réseau d'oléoducs Keystone	415	350	1 283	1 042
Pipelines en Alberta	29	46	109	122
Commercialisation des liquides et autres	131	71	328	147
BAIIA comparable	575	467	1 720	1 311
Amortissement	(83)	(86)	(260)	(254)
BAIL comparable	492	381	1 460	1 057
Postes particuliers :				
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	69	—	69	—
Activités de gestion des risques	(70)	(65)	(36)	(10)
Bénéfice sectoriel	491	316	1 493	1 047
BAIL comparable libellé comme suit :				
Dollars CA	88	96	272	278
Dollars US	306	218	894	605
Incidence du change	98	67	294	174
BAIL comparable	492	381	1 460	1 057

Le bénéfice sectoriel du secteur des pipelines de liquides a progressé de 175 millions de dollars et de 446 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018; il comprend les postes particuliers suivants, qui ont été exclus de notre calcul du BAIL comparable :

- un gain de 69 millions de dollars, avant les impôts, sur la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information;
- les pertes non réalisées découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés liés à notre entreprise de commercialisation des liquides.

Le BAIIA comparable des pipelines de liquides a augmenté de 108 millions de dollars et de 409 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport aux mêmes périodes en 2018. Ces augmentations sont principalement attribuables à l'incidence nette des éléments suivants :

- la hausse 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 du pipeline White Spruce, entré en service en mai 2019;
- la diminution du résultat 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.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 3 millions de dollars et augmenté de 6 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018. La diminution pour le trimestre s'explique principalement par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier. L'augmentation pour la période de neuf mois est le résultat net de la mise en service de nouvelles installations et de l'incidence du raffermississement du dollar américain, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier.

Énergie et stockage

À compter du premier trimestre de 2019, le secteur précédemment appelé Énergie est renommé Énergie et stockage.

Le tableau qui suit constitue un rapprochement du BAIIA comparable et du BAI comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Installations énergétiques de l'Ouest et de l'Est ¹	61	106	228	329
Bruce Power ¹	193	100	378	245
Installations de stockage de gaz naturel et autres	2	4	25	21
Expansion des affaires	(4)	(3)	(9)	(10)
BAIIA comparable	252	207	622	585
Amortissement	(19)	(27)	(66)	(92)
BAI comparable	233	180	556	493
Postes particuliers :				
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	(202)	—	(202)	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	68	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	12	(8)	5
Activités de gestion des risques	(4)	31	(61)	(34)
Bénéfice sectoriel	27	223	353	464

1 Ces données comprennent la quote-part nous revenant du bénéfice de Portlands Energy et de Bruce Power.

Le bénéfice sectoriel tiré du secteur Énergie et stockage a diminué de 196 millions de dollars et de 111 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, et il tenait compte des postes particuliers suivants, exclus du BAI comparable :

- une perte de 202 millions de dollars avant les impôts comptabilisée au troisième trimestre de 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;
- des pertes de néant et de 8 millions de dollars avant les impôts pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement (gains de 12 millions de dollars avant les impôts et de 5 millions de dollars avant les impôts, respectivement, en 2018) découlant de nos contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, dont les derniers ont été vendus en mai 2019;
- les gains et les pertes non réalisés découlant des variations de la juste valeur d'instruments dérivés utilisés pour réduire certains risques liés au prix des produits de base auxquels nous sommes exposés.

Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information sur les cessions mentionnées ci-dessus.

Le BAIIA comparable du secteur Énergie et stockage a augmenté de 45 millions de dollars et de 37 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 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 de la production résultant du nombre moins élevé de jours d'arrêt d'exploitation pour le trimestre clos le 30 septembre 2019. La hausse du résultat pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 est en grande partie attribuable à l'augmentation des prix de l'électricité réalisés, en partie annulée par la diminution des volumes découlant d'un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation. Des informations financières et opérationnelles supplémentaires sur Bruce Power sont fournies ci-après;
- la diminution du résultat des installations énergétiques de l'Ouest et des installations énergétiques de l'Est, en grande partie par suite de la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier énergie éolienne en octobre 2018, de la vente de notre centrale de Coolidge en mai 2019 et de la réduction des marges réalisées sur des volumes d'électricité moindres.

AMORTISSEMENT

L'amortissement a diminué de 8 millions de dollars et de 26 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, ce qui s'explique essentiellement par la cessation de l'amortissement de notre centrale de Coolidge au 31 décembre 2018 et de notre centrale de Halton Hills au 30 juillet 2019 par suite du classement de celles-ci dans les actifs destinés à la vente, ainsi que par la vente de nos participations dans les projets éoliens de Cartier Énergie éolienne en octobre 2018.

BRUCE POWER

Le tableau qui suit présente notre participation proportionnelle dans les composantes du BAIIA comparable et du BAIL comparable.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Composantes de la quote-part du bénéfice incluse dans le BAIIA et le BAIL comparables :				
Produits ¹	499	397	1 284	1 153
Charges d'exploitation	(217)	(204)	(660)	(640)
Amortissement et autres	(89)	(93)	(246)	(268)
BAIIA comparable et BAIL comparable²	193	100	378	245
Bruce Power – Données complémentaires				
Capacité disponible des centrales ³	93 %	89 %	83 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation prévus	45	30	291	180
Jours d'arrêt d'exploitation imprévus	3	43	57	77
Volumes des ventes (en GWh) ²	6 321	6 087	16 817	17 810
Prix de l'électricité réalisé par MWh ⁴	78 \$	67 \$	75 \$	67 \$

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

2 Ces données représentent notre participation de 48,4 % (48,3 % en 2018) dans Bruce Power. Les volumes des ventes incluent la production réputée.

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

4 Les calculs sont fondés sur la production réelle et la production réputée. Le prix de l'électricité réalisé par MWh comprend les gains et les pertes réalisés sur les activités de passation de contrats et les coûts transférables. Ces données ne tiennent pas compte des gains et des pertes liés aux activités de passation de contrats ni des produits tirés des ventes autres que d'électricité.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Les travaux à effectuer sur les réacteurs 3 et 7, qui ont nécessité une période d'arrêt de l'exploitation, ont été terminés au cours du premier semestre de 2019. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 5 ont commencé en août 2019 et devraient être achevés au quatrième trimestre de 2019. Les travaux d'entretien prévus du réacteur 2 devraient être réalisés au quatrième trimestre de 2019. Le pourcentage de capacité moyenne globale disponible pour 2019 devrait se situer dans le bas de la fourchette de 80 % à 90 %.

Le 1^{er} 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 remplacement de composantes principales du réacteur 6 et du programme de gestion d'actifs ainsi que les ajustements liés à l'inflation annuelle.

Siège social

Le tableau qui suit présente un rapprochement du BAIIA comparable et du BAIL comparable (nos mesures non conformes aux PCGR) avec le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) (la mesure conforme aux PCGR la plus directement comparable).

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
BAIIA comparable et BAIL comparable	(4)	(8)	(12)	(25)
Poste particulier :				
Gain (perte) de change – prêt intersociétés ¹	37	(60)	11	(52)
Bénéfice sectoriel (perte sectorielle)	33	(68)	(1)	(77)

1 Montant constaté au poste Bénéfice tiré des participations comptabilisées à l'état consolidé condensé des résultats.

Le bénéfice sectoriel du siège social a augmenté de 101 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, tandis que la perte sectorielle du siège social a diminué de 76 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement aux mêmes périodes en 2018. Le bénéfice sectoriel (la perte sectorielle) comprend le gain ou la perte de change sur un prêt intersociétés libellé en pesos et lié au projet Sur de Texas, qui représente notre quote-part du financement du projet et est entièrement compensée par une perte ou un gain de change correspondant comptabilisé dans les intérêts créditeurs et autres sur le prêt intersociétés. Ces montants sont exclus du calcul du BAIL comparable.

Le BAIIA comparable a augmenté de 4 millions de dollars et de 13 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport aux mêmes périodes de 2018; cette progression est attribuable principalement aux ajustements apportés à l'impôt sur le capital aux États-Unis, constatés au deuxième trimestre de 2018, et à la diminution des frais généraux et frais d'administration.

AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DES RÉSULTATS

Intérêts débiteurs

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Intérêts sur la dette à long terme et sur les billets subordonnés de rang inférieur				
Libellés en dollars CA	(152)	(142)	(440)	(407)
Libellés en dollars US	(330)	(335)	(989)	(981)
Incidence du change	(106)	(103)	(326)	(283)
	(588)	(580)	(1 755)	(1 671)
Intérêts divers et charge d'amortissement	(33)	(30)	(121)	(80)
Intérêts capitalisés	48	33	129	89
Intérêts débiteurs	(573)	(577)	(1 747)	(1 662)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Les intérêts débiteurs ont diminué de 4 millions de dollars et augmenté de 85 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- les émissions de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des titres échus;
- l'incidence du raffermissement du dollar américain sur la conversion des intérêts libellés en dollars américains;
- les emprunts à court terme plus élevés;
- l'augmentation des intérêts capitalisés se rapportant principalement à Keystone XL et à la centrale de Napanee.

Provision pour les fonds utilisés pendant la construction

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Libellée en dollars CA	57	27	151	68
Libellée en dollars US	48	91	156	230
Incidence du change	15	29	51	67
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction	120	147	358	365

La provision pour les fonds utilisés pendant la construction a diminué de 27 millions de dollars et de 7 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport à celle des mêmes périodes de 2018. La hausse de la provision libellée en dollars canadiens découle surtout des dépenses d'investissement consacrées à nos projets d'expansion du réseau de NGTL. Quant à la baisse de la provision libellée en dollars américains, elle s'explique en grande partie par la mise en service des projets de croissance de Columbia Gas et de Columbia Gulf et a été en partie contrebalancée par l'investissement continu dans nos projets au Mexique.

Intérêts créditeurs et autres

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Intérêts créditeurs et autres inclus dans le résultat comparable	49	48	85	166
Postes particuliers :				
(Perte) gain de change – prêt intersociétés	(37)	60	(11)	52
Activités de gestion des risques	(31)	60	176	(79)
Intérêts créditeurs et autres	(19)	168	250	139

Les intérêts créditeurs et autres ont diminué de 187 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, comparativement à la même période en 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- une perte de change comptabilisée en 2019 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos, contre un gain de change en 2018. Le gain et la perte de change sur la coentreprise correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, de sorte que l'incidence sur le bénéfice net est nulle. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- des pertes non réalisées comptabilisées en 2019 au titre des activités de gestion des risques liés aux fluctuations du change, alors qu'en 2018, des gains non réalisés avaient été comptabilisés à ce titre. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable.

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

Les intérêts créditeurs et autres ont augmenté de 111 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à la même période en 2018, en raison principalement de l'incidence nette des éléments suivants :

- des gains non réalisés comptabilisés en 2019 au titre des activités de gestion des risques liés aux fluctuations du change, alors qu'en 2018, des pertes non réalisées avaient été comptabilisées à ce titre. Ces sommes ont été exclues du calcul du résultat comparable;
- une perte de change comptabilisée en 2019 sur le prêt intersociétés lié à la coentreprise Sur de Texas, qui est libellé en pesos, contre un gain de change en 2018. Le gain et la perte de change sur la coentreprise correspondants sont comptabilisés dans le bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation, de sorte que l'incidence sur le bénéfice net est nulle. Le gain et la perte compensatoires liés au change sont exclus du résultat comparable;
- les pertes réalisées en 2019 sur les instruments dérivés utilisés pour gérer notre exposition nette aux fluctuations des taux de change sur le bénéfice libellé en dollars américains, alors qu'en 2018 des gains réalisés avaient été inscrits à ce chapitre.

Charge d'impôts

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Charge d'impôts incluse dans le résultat comparable	(260)	(108)	(687)	(425)
Postes particuliers :				
Gain sur la vente partielle de Northern Courier	46	—	46	—
Perte sur la vente d'actifs de Columbia Midstream	(154)	—	(154)	—
Perte sur les centrales alimentées au gaz naturel en Ontario destinées à la vente	69	—	69	—
Gain sur la vente de la centrale de Coolidge	—	—	(14)	—
Réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta	—	—	32	—
Contrats de commercialisation de l'électricité du nord-est des États-Unis	—	(4)	2	(2)
Activités de gestion des risques	25	(8)	(21)	33
Charge d'impôts	(274)	(120)	(727)	(394)

La charge d'impôts incluse dans le résultat comparable a augmenté de 152 millions de dollars et de 262 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux mêmes périodes en 2018, ce qui découle principalement de la hausse du résultat comparable avant les impôts sur le bénéfice et de la diminution des écarts liés aux taux d'imposition étrangers, en partie contrebalancées par la baisse des impôts sur le bénéfice transférés relativement aux pipelines réglementés au Canada.

Au deuxième trimestre de 2019, nous avons inscrit 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 comptabilité des activités à tarifs réglementés, du fait de la réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta entrée en vigueur en juin 2019. Ce poste a été exclu du résultat comparable.

Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour un complément d'information sur l'incidence fiscale de ces cessions.

Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle	(59)	(59)	(217)	(229)

Le bénéfice net attribuable aux participations sans contrôle a diminué de 12 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, comparativement à la même période en 2018, principalement en raison de la baisse du résultat de TC PipeLines, LP, qui a été en partie compensée par l'incidence d'un dollar américain plus ferme en 2019 sur le résultat comparable équivalent en dollars canadiens.

Dividendes sur les actions privilégiées

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Dividendes sur les actions privilégiées	(41)	(41)	(123)	(122)

Faits récents

RÉGIE CANADIENNE DE L'ÉNERGIE ET AGENCE D'ÉVALUATION D'IMPACT DU CANADA

Le 28 août 2019, la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* est entrée en vigueur, remplaçant la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, et l'Office national de l'énergie a été remplacé par la Régie canadienne de l'énergie (« RCE »). L'entrée en vigueur, le 28 août 2019, de la nouvelle *Loi sur l'évaluation d'impact* a aussi modifié le processus d'évaluation d'impact et la prise de décisions concernant les grands projets de pipelines transfrontaliers désignés, exigeant que les projets désignés soient évalués par l'Agence d'évaluation d'impact du Canada (« AEIC »), auparavant appelée Agence canadienne d'évaluation environnementale. Tous les projets de TC Énergie soumis à l'ONÉ avant le 28 août 2019 continueront d'être évalués aux termes de la précédente loi sur l'ONÉ, en conformité avec les règles transitoires de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*.

GAZODUCS – CANADA

Projet de gazoduc Coastal GasLink

Suite à la décision d'investissement finale positive de LNG Canada rendue en octobre 2018, les travaux de construction se poursuivent le long du tracé du pipeline, notamment dans la région au sud de Houston, en Colombie-Britannique, où l'accès a nécessité une injonction de la Cour suprême de la Colombie-Britannique. Nous nous attendons à une nouvelle décision de la Cour suprême de la Colombie-Britannique prolongeant l'injonction jusqu'à l'achèvement du projet au quatrième trimestre de 2019.

Le 26 juillet 2019, l'ONÉ a publié sa décision confirmant que le projet Coastal GasLink relève de la compétence provinciale. Par conséquent, les travaux de construction se poursuivront comme prévu en vertu des permis accordés à Coastal GasLink par la British Columbia Oil and Gas Commission.

Notre estimation des coûts de projet est passée de 6,2 milliards de dollars à 6,6 milliards de dollars en raison de la portée élargie du projet et de la plus grande précision des estimations relatives aux travaux de construction visant les zones rocheuses et les traverses de cours d'eau. Nous prévoyons que les coûts supplémentaires seront intégrés dans la tarification définitive.

Les plans de financement de ce projet de gazoduc de TC Énergie progressent toujours, au moyen de la vente d'une participation d'au plus 75 % et du montage d'un financement de projet qui avancent tous deux comme prévu.

Réseau de NGTL

Le 31 octobre 2019, nous avons annoncé notre programme de livraison 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 des États-Unis bordée par le Pacifique. La partie canadienne de ce programme d'expansion, dont le coût en capital est estimé à 1,2 milliard de dollars, comprend des gazoducs d'une longueur d'environ 119 km (74 milles) et des installations connexes dont les dates de mise en service s'échelonnent entre le quatrième trimestre de 2022 et le quatrième trimestre de 2023. Ce programme repose sur de nouveaux contrats de service garanti de plus de 30 ans visant une capacité de 275 TJ/j (258 Mpi³/j).

Le 14 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 négociée avec les membres du comité sur les droits, les tarifs, les installations et les procédures (« DTIP ») qui représente les parties prenantes. Le règlement a l'appui de la majorité des membres du comité DTIP. 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, l'ONÉ a décidé de tenir une audience publique qui devrait s'achever au quatrième trimestre de 2019.

Le 16 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.

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, le réseau de NGTL a mis en service des projets visant la capacité d'environ 0,8 milliard de dollars.

Réseau principal au Canada

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.

Le 9 mai 2019, nous avons obtenu l'approbation par l'ONÉ des ententes à long terme de transport à prix fixe relatives à la jonction de North Bay, telles qu'elles étaient présentées.

GAZODUCS – ÉTATS-UNIS

Vente d'actifs de Columbia Midstream

Le 1^{er} août 2019, nous avons mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream à UGI Energy Services, LLC, filiale de UGI Corporation, pour un produit d'environ 1,3 milliard de dollars américains 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 133 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 comprend aucune participation dans Columbia Energy Ventures Company, notre entreprise d'exploitation des minéraux dans le bassin des Appalaches.

Règlement tarifaire de Columbia Gulf

Columbia Gulf et ses expéditeurs sont récemment arrivés à une entente de principe qui règle l'ensemble des questions liées aux tarifs et aux services soulevées lors des négociations. Nous prévoyons déposer auprès de la FERC, avant la fin de l'année, une entente qui reflétera les termes de ce règlement de principe, écartant de la sorte la nécessité de déposer un dossier tarifaire général comme le prévoyait le précédent règlement de 2016 de Columbia Gulf. Nous nous attendons à ce que la FERC entérine l'entente de règlement sans opposition.

Réglementation sur la conformité de la PHMSA

La Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (« PHMSA ») a publié son règlement définitif révisant les règles fédérales en matière de sécurité des pipelines. 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 hors des zones sujettes à de graves conséquences. Le règlement définitif oblige aussi les exploitants à passer en revue les dossiers sur la pression manométrique maximale de service 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^{er} juillet 2020.

GTN XPress

Au troisième trimestre de 2019, nous avons lancé 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 dont il est question précédemment. Le projet GTN XPress devrait être achevé vers la fin de 2023, pour un coût total estimé de 0,3 milliard de dollars américains.

East Lateral XPress

Au deuxième trimestre de 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 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 américains.

Louisiana XPress et Grand Chenier XPress

Collectivement, les projets Louisiana XPress et Grand Chenier XPress achemineront près de 2 Gpi³/j vers les installations d'exportation de GNL de la côte du golfe du Mexique. Les deux projets ont maintenant 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 débutera sur le réseau de Columbia Gulf le 1^{er} 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 américains. 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 américains.

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.

GAZODUCS – MEXIQUE

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. En ce qui concerne Sur de Texas, les parties ont mis en œuvre la convention modifiée décrite ci-après et la CFE a retiré sa demande d'arbitrage visant Sur de Texas.

Les négociations se poursuivent en ce qui concerne les demandes d'arbitrage visant Villa de Reyes et Tula, et des ententes devraient intervenir avant la fin de 2019. Les procédures d'arbitrage ont donc été suspendues temporairement pendant la conduite des négociations.

Sur de Texas

En septembre 2019, l'exploitation commerciale du gazoduc Sur de Texas a commencé après la mise en œuvre 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 et la CFE obtiendra désormais 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, mais le projet a subi des événements de force majeure qui ont retardé sa mise en service. La mise en service graduelle du projet devrait commencer au début de 2020 et nous avons reçu certains paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure prévues dans le contrat, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.

Tula

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. La date de mise en service estimée du projet est prévue deux ans après la conclusion fructueuse des consultations menées par le Secrétariat de l'Énergie. Nous avons reçu certains paiements de capacité aux termes des dispositions relatives aux cas de force majeure prévues dans le contrat, mais nous n'avons pas encore inscrit de produits.

PIPELINES DE LIQUIDES

Réseau d'oléoducs Keystone

En janvier 2019, nous avons conclu un accord avec Motiva Enterprises LLC (« 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. L'objectif est de rendre ce raccordement prêt à entrer en fonction au deuxième 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. Cette mise hors service ne devrait pas avoir un effet important sur le résultat de 2019 de la société.

Keystone XL

En mars 2019, le président américain Donald Trump a délivré un nouveau permis présidentiel pour le projet Keystone XL, lequel a remplacé le permis de 2017 et entraîné la fermeture des dossiers concernant le permis de 2017 et l'injonction interdisant certains travaux préalables à la construction et la construction du projet par la Cour d'appel du Neuvième District des États-Unis (la « Cour d'appel »).

Le 27 juin 2019, le gouvernement des États-Unis et TC Énergie ont présenté des requêtes demandant le rejet de la poursuite intentée par deux communautés autochtones des États-Unis, dont la portée avait été étendue pour contester les permis présidentiels de 2017 et de 2019. La Cour de district des États-Unis au Montana a entendu les plaidoiries sur les requêtes de rejet des plaintes au 12 septembre 2019 et sa décision est attendue avant la fin de l'année.

Le 27 juin 2019, le gouvernement des États-Unis a présenté une requête demandant le rejet de la contestation du permis présidentiel de 2019 par Indigenous Environmental Network. TC Énergie est intervenue et a pris des mesures pour faire annuler cette poursuite. La requête en rejet et la demande d'injonction provisoire de l'Indigenous Environmental Network ont été entendues par la Cour de district des États-Unis au Montana le 9 octobre 2019. Un jugement devrait être rendu avant la fin de l'année.

Le 23 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. Une requête demandant le réexamen de cette décision a été rejetée.

Le Département d'État des États-Unis a publié un projet d'énoncé supplémentaire de l'impact environnemental du projet le 4 octobre 2019. Ce projet d'énoncé vient compléter l'énoncé de l'impact environnemental de 2014 à l'égard de Keystone XL. Il tient compte des modifications apportées au projet depuis 2014, notamment le tracé au Nebraska, et comprend des renseignements mis à jour ainsi que de nouvelles études. L'énoncé de l'impact environnemental devrait être publié d'ici la fin de 2019.

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

White Spruce

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 en mai 2019.

Northern Courier

Le 17 juillet 2019, nous avons conclu la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier à Alberta Investment Management Corporation 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. Après les impôts, le gain de 115 millions de dollars reflète l'utilisation d'avantages liés à des pertes fiscales 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 % selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation dans nos états financiers consolidés.

ÉNERGIE ET STOCKAGE (AUPARAVANT, ÉNERGIE)

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 de 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 330 millions de dollars avant les impôts (231 millions de dollars après les impôts). Comme ces actifs ont été classés comme étant destinés à la vente, une tranche de 202 millions de dollars de cette perte avant les impôts (133 millions de dollars après les impôts) a été comptabilisée au 30 septembre 2019. Le montant résiduel de la perte reflète le reste des coûts qui seront engagés jusqu'à la mise en service de la centrale de Napanee, y compris les intérêts capitalisés, et sera comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction.

En mars 2019, un bris d'équipement s'est produit à Napanee pendant le déroulement des activités de mise en service. Des mesures sont prises pour rétablir la situation et 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 américains, 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.

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 des capitaux 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.

Nous croyons avoir la capacité financière pour financer notre programme d'investissement existant grâce à nos flux de trésorerie prévisibles et croissants provenant de l'exploitation, à l'accès aux marchés financiers, à la gestion du portefeuille, à nos fonds en caisse, à d'importantes facilités de crédit confirmées et, si cela est jugé approprié, à notre RRD. Chaque année, au quatrième trimestre, nous renouvelons et prorogeons nos facilités de crédit en fonction de nos besoins.

Au 30 septembre 2019, notre actif à court terme s'élevait à 8,3 milliards de dollars et notre passif à court terme, à 11,0 milliards de dollars, ce qui a donné lieu à une insuffisance du fonds de roulement de 2,7 milliards de dollars, comparativement à 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 :

- notre capacité à dégager des flux de trésorerie provenant de l'exploitation prévisibles et croissants;
- nos facilités de crédit non garanties, sur lesquelles une somme d'environ 11,5 milliards de dollars reste inutilisée;
- notre accès aux marchés financiers.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	1 585	1 299	5 256	4 516
(Diminution) augmentation du fonds de roulement d'exploitation	(140)	284	(329)	130
Fonds provenant de l'exploitation	1 445	1 583	4 927	4 646
Postes particuliers :				
Charge d'impôts exigibles découlant de la vente d'actifs de Columbia Midstream	357	—	357	—
Contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis	—	(12)	8	(5)
Fonds provenant de l'exploitation comparables	1 802	1 571	5 292	4 641
Dividendes sur les actions privilégiées	(40)	(40)	(120)	(118)
Distributions aux participations sans contrôle	(50)	(57)	(164)	(174)
Dépenses d'investissement de maintien non recouvrables ¹	(55)	(61)	(178)	(191)
Flux de trésorerie distribuables comparables	1 657	1 413	4 830	4 158
Flux de trésorerie distribuables comparables par action ordinaire	1,78 \$	1,56 \$	5,21 \$	4,63 \$

¹ Comprennent les dépenses d'investissement de maintien non recouvrables de tous les secteurs, y compris les apports en trésorerie pour financer notre quote-part des dépenses d'investissement de maintien liées à nos participations comptabilisées à la valeur de consolidation, lesquelles concernent principalement les apports versés à Bruce Power.

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.

Les fonds provenant de l'exploitation comparables ont augmenté de 231 millions de dollars et de 651 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2018, hausse qui est principalement attribuable à l'accroissement du résultat comparable ajusté en fonction des éléments hors trésorerie et à l'incidence sur la trésorerie des postes particuliers.

RENTREES NETTES LIÉES AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 286 millions de dollars et de 740 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, par rapport à celles des périodes correspondantes de 2018, en raison principalement de la hausse des fonds provenant de l'exploitation ainsi que du moment où les variations du fonds de roulement ont eu lieu et de leur ampleur.

FLUX DE TRÉSORERIE DISTRIBUABLES COMPARABLES

Les flux de trésorerie distribuables comparables, une mesure non conforme aux PCGR, nous permettent d'évaluer les fonds disponibles pour les actionnaires ordinaires avant la répartition du capital.

Les flux de trésorerie distribuables comparables ont augmenté de 244 millions de dollars et de 672 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019, respectivement, comparativement aux périodes correspondantes de 2018, ce qui s'explique par la hausse des fonds provenant de l'exploitation comparables décrite ci-dessus. Les flux de trésorerie distribuables comparables du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 se sont chiffrés à 1,78 \$ et à 5,21 \$ par action ordinaire, respectivement, et tiennent compte également de l'effet dilutif des actions ordinaires émises dans le cadre de notre RRD en 2018 et en 2019 et de notre programme ACM en 2018.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Dépenses d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 818)	(2 435)	(5 411)	(6 474)
Projets d'investissement en cours d'aménagement	(184)	(127)	(565)	(239)
Apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation	(133)	(236)	(453)	(778)
	(2 135)	(2 798)	(6 429)	(7 491)
Produit de la vente d'actifs, déduction faite des coûts de transaction	1 807	—	2 398	—
Autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation	—	—	186	121
Montants reportés et autres	(73)	(16)	(154)	78
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(401)	(2 814)	(3 999)	(7 292)

TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019

En 2019, nos dépenses en immobilisations ont été engagées principalement aux fins de l'expansion du réseau de NGTL et des projets de Columbia Gas, ainsi que de la construction du gazoduc Coastal Gaslink, de la centrale électrique de Napanee et des dépenses d'investissement de maintien. 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 de la centrale électrique de Napanee qui approche, dont l'effet a été en partie contrebalancé par l'accroissement des dépenses consacrées au réseau de NGTL et à Coastal Gaslink.

Les coûts engagés à l'égard de projets d'investissement en cours d'aménagement en 2019 et en 2018 concernent principalement les dépenses consacrées à l'oléoduc Keystone XL.

Les apports aux participations comptabilisées à la valeur de consolidation ont diminué en 2019 comparativement à 2018, en raison surtout de la réduction des apports à Sur de Texas, lesquels comprennent notre quote-part des besoins de financement par emprunt pendant la construction, et de la réduction des apports à Millenium.

Au troisième trimestre de 2019, nous avons mené à terme la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream pour un produit net de 1,7 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars américains) et la vente d'une participation de 85 % dans Northern Courier pour un produit net de 146 millions de dollars.

Au deuxième trimestre de 2019, nous avons mené à terme la vente de notre centrale de Coolidge pour un produit net de 591 millions de dollars.

Les autres distributions reçues des participations comptabilisées à la valeur de consolidation sont 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. Au premier trimestre de 2019, nous avons reçu des distributions de 120 millions de dollars (121 millions de dollars en 2018) de Bruce Power par suite de son émission de billets de premier rang sur les marchés financiers. Au deuxième trimestre de 2019, nous avons reçu des distributions de 66 millions de dollars (néant en 2018) de Northern Border provenant d'un prélèvement sur sa facilité de crédit renouvelable pour gérer les niveaux de capitalisation.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX ACTIVITÉS DE FINANCEMENT

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Billets à payer (remboursés) émis, montant net	(2 584)	1 421	(688)	1 906
Titres d'emprunt à long terme émis, déduction faite des frais d'émission ¹	1 994	1 026	3 015	4 359
Remboursements de titres d'emprunt à long terme ¹	(1)	(1 232)	(1 835)	(3 266)
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission	1 441	—	1 441	—
Dividendes et distributions versés	(549)	(513)	(1 628)	(1 446)
Actions ordinaires émises, déduction faite des frais d'émission	83	354	242	1 139
Parts de société en nom collectif de TC PipeLines, LP émises, déduction faite des frais d'émission	—	—	—	49
Rentrées nettes liées aux activités de financement	384	1 056	547	2 741

1 Compte tenu des emprunts et des remboursements sur une facilité d'emprunt non garantie de TC PipeLines, LP.

Nous conservons un accès aux marchés des titres d'emprunt afin de financer en partie nos programmes d'expansion et nos autres besoins de financement. En juillet 2019, Northern Courier a émis des titres d'emprunt à long terme sans recours d'un montant de 1,0 milliard de dollars, et le produit de cette émission a été versé à TC Énergie avant la vente d'une participation de 85 % dans le pipeline. Se reporter à la rubrique « Faits récents » pour obtenir des précisions à ce sujet.

En septembre 2019, nous avons émis des billets à moyen terme d'un montant de 1,0 milliard de dollars. Nous avons également émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,1 milliard de dollars américains par l'intermédiaire de Transcanada Trust, filiale fiduciaire de financement entièrement détenue par TCPL. La note 8, intitulée « Dette à long terme », et la note 9, intitulée « Billets subordonnés de rang inférieur », afférentes à nos états financiers consolidés condensés contiennent d'autres renseignements sur notre dette à long terme et nos billets subordonnés de rang inférieur au 30 septembre 2019 et pour le trimestre et la période de neuf mois clos à cette date.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES

En ce qui concerne le dividende sur les actions ordinaires déclaré le 1^{er} août 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires au RRD s'est établi à environ 35 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de 247 millions de dollars en actions ordinaires aux termes de ce régime. Depuis le début de l'exercice 2019, le taux de participation des actionnaires ordinaires s'est établi à environ 34 %, ce qui a donné lieu au réinvestissement de dividendes de 711 millions de dollars.

À compter des dividendes déclarés le 31 octobre 2019, les actions ordinaires achetées au moyen du réinvestissement de dividendes en trésorerie aux termes du RRD de TC Énergie cesseront d'être émises à cette fin sur le capital autorisé, à un escompte. Elles seront plutôt achetées sur le marché libre à un prix correspondant à 100 % de leur prix d'achat moyen pondéré. Le RRD est offert pour les dividendes payables sur les actions ordinaires et privilégiées de TC Énergie.

DIVIDENDES

Le 31 octobre 2019, nous avons déclaré des dividendes trimestriels sur nos actions ordinaires de 0,75 \$ par action, payables le 31 janvier 2020 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 31 décembre 2019.

INFORMATION SUR LES ACTIONS

Le 29 octobre 2019, nous avons 934 millions d'actions ordinaires émises et en circulation et 9 millions d'options en cours permettant d'acheter des actions ordinaires, dont 5 millions qui pouvaient être exercées.

Les porteurs des actions privilégiées de série 9 avaient la possibilité de convertir ces actions en actions privilégiées de série 10 sur avis jusqu'au 15 octobre 2019. Comme le nombre total d'actions privilégiées de série 9 remises aux fins de conversion était inférieur au seuil fixé, aucune action privilégiée de série 9 n'a par la suite été convertie en action privilégiée de série 10.

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 29 octobre 2019, nous disposons de facilités de crédit renouvelables et à vue confirmées totalisant 12,6 milliards de dollars, dont une tranche de 11,4 milliards de dollars est toujours disponible.

Au 29 octobre 2019, les sociétés qui nous sont liées et que nous exploitons disposaient de facilités de crédit confirmées supplémentaires dont le solde inutilisé s'élevait à 0,8 milliard de dollars.

Pour plus de renseignements sur le risque d'illiquidité, le risque de marché et les autres risques, voir la rubrique intitulée « Risques et instruments financiers ».

OBLIGATIONS CONTRACTUELLES

Nos engagements au titre des dépenses en immobilisations sont restés pratiquement au même niveau qu'au 31 décembre 2018. L'accroissement des engagements liés à la construction de Coastal GasLink et aux projets de croissance de Columbia a été contrebalancé par la réalisation des engagements relatifs au réseau de NGTL, au pipeline White Spruce, au réseau principal au Canada et au gazoduc Villa de Reyes.

Il n'y a eu aucun autre changement important quant à nos obligations contractuelles au troisième trimestre de 2019 ou aux paiements exigibles au cours des cinq prochains exercices ou par la suite. Il y a lieu de consulter le rapport de gestion paraissant dans notre rapport annuel de 2018 pour un complément d'information sur nos obligations contractuelles.

Risques et instruments financiers

Parce que nous sommes exposés au risque de marché et au risque de crédit lié aux contreparties, nous avons mis en place des stratégies, des politiques et des limites dans le but d'atténuer l'incidence de ces risques sur le résultat et les flux de trésorerie et, ultimement, sur la valeur actionnariale. Les stratégies, politiques et limites aux fins de la gestion des risques sont conçues pour faire en sorte que les risques assumés par TransCanada et les risques connexes soient conformes à nos objectifs commerciaux et à notre tolérance au risque.

Il y a lieu de consulter notre rapport annuel de 2018 pour un complément d'information sur les risques auxquels nos activités sont exposées, lesquels n'ont pas changé de façon importante depuis le 31 décembre 2018.

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 et atténue notre risque lié au prix des produits de base.

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, et nous recevons des intérêts à taux variable sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie détenus. Une petite partie de notre dette à long terme est assortie de taux d'intérêt variables. En outre, nous sommes exposés au risque de taux d'intérêt sur les instruments financiers et les obligations contractuelles qui comportent des composantes à taux variable. Nous avons recours à un amalgame de swaps de taux d'intérêt et d'options pour gérer ce risque.

RISQUE DE CHANGE

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

Une partie du résultat provenant de certains secteurs est générée en dollars US, mais, comme 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 :

trimestre clos le 30 septembre 2019	1,32
trimestre clos le 30 septembre 2018	1,31
période de neuf mois close le 30 septembre 2019	1,33
période de neuf mois close le 30 septembre 2018	1,29

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, comme le montre le tableau ci-après. Le BAII comparable est une mesure non conforme aux PCGR.

Principaux montants libellés en dollars US

(en millions de dollars US)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
BAIL comparable des gazoducs aux États-Unis	459	417	1 550	1 348
BAIL comparable des gazoducs au Mexique ¹	122	122	349	366
BAIL comparable des pipelines de liquides aux États-Unis	306	218	894	605
Intérêts sur la dette à long terme et les billets subordonnés de rang inférieur libellés en dollars US	(330)	(335)	(989)	(981)
Intérêts capitalisés sur les dépenses en immobilisations libellées en dollars US	9	4	24	10
Provision pour les fonds utilisés pendant la construction libellée en dollars US	48	91	156	230
Participations sans contrôle et autres comparables libellés en dollars US	(46)	(50)	(174)	(195)
	568	467	1 810	1 383

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

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 consenti.

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. Au 30 septembre 2019, 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.

Les prix du gaz naturel qui restent bas exercent une pression accrue sur la situation financière de certains de nos expéditeurs de gaz naturel dans le BSOC et le bassin des Appalaches. Nous ne prévoyons pas que les difficultés qu'éprouvent les expéditeurs auront des conséquences négatives importantes sur notre résultat et nos flux de trésorerie.

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

Pour gérer notre risque d'illiquidité, 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, dans des conditions tant normales que difficiles.

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. Nous comptabilisons la participation dans la coentreprise comme une participation à la valeur de consolidation. 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 30 septembre 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 au 31 décembre 2018) consenti à la coentreprise Sur de Texas, ce qui représente la quote-part de TransCanada dans les besoins de financement par emprunt à long terme de la coentreprise. Les intérêts créditeurs et autres comprennent des intérêts créditeurs de 38 millions de dollars et de 110 millions de dollars pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 (32 millions de dollars et 88 millions de dollars en 2018) 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. Ainsi, il n'y a pas d'incidence sur le bénéfice net.

INSTRUMENTS FINANCIERS

À l'exception des titres d'emprunt à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, les instruments financiers dérivés et non dérivés de la société sont constatés au bilan à leur juste valeur, sauf s'ils ont été conclus et qu'ils sont maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément à l'exemption relative aux achats et aux ventes habituels, et qu'ils sont documentés comme tels. De plus, la société n'est pas tenue de comptabiliser à la juste valeur les autres instruments financiers qui sont admissibles à certaines exemptions comptables.

Instruments dérivés

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

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

Présentation des instruments dérivés au bilan

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

(en millions de dollars)	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Autres actifs à court terme	211	737
Actifs incorporels et autres actifs	52	61
Créditeurs et autres	(213)	(922)
Autres passifs à long terme	(154)	(42)
	(104)	(166)

(Pertes) gains non réalisé(e)s et réalisé(e)s sur les instruments dérivés

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

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre		périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Instruments dérivés détenus à des fins de transaction¹				
Montant des (pertes) gains non réalisé(e)s de la période				
Produits de base ²	(69)	(31)	(98)	(41)
Change	(31)	60	176	(79)
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	132	81	319	210
Change	(9)	(5)	(68)	14
Instruments dérivés faisant l'objet de relations de couverture				
Montant des gains (pertes) réalisé(e)s de la période				
Produits de base	1	1	(8)	—
Taux d'intérêt	1	(2)	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 Au cours des trimestres et des périodes de neuf mois clos les 30 septembre 2019 et 2018, aucun gain ni aucune perte n'a été inclus dans le bénéfice net au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées lorsqu'il était probable que l'opération couverte ne se produirait pas.

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

Les tableaux suivants présentent les montants inscrits à l'état consolidé condensé des résultats et les postes visés en ce qui a trait à l'incidence d'opérations de couverture de la juste de valeur ou de flux de trésorerie.

(en millions de dollars)	trimestres clos les 30 septembre			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	96	535	(573)	(577)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(5)	(17)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	1	(2)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement dans le bénéfice net des pertes sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ^{1, 2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	(1)	(5)
Contrats sur produits de base	(4)	(3)	—	—

1 Se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

(en millions de dollars)	périodes de neuf mois closes les 30 septembre			
	Produits (Énergie et stockage)		Intérêts débiteurs	
	2019	2018	2019	2018
Total présenté à l'état consolidé condensé des résultats	674	1 724	(1 747)	(1 662)
Couvertures de la juste valeur				
Contrats de taux d'intérêt				
Éléments couverts	—	—	(16)	(59)
Instruments dérivés désignés en tant qu'instruments de couverture	—	—	—	(4)
Couvertures de flux de trésorerie				
Reclassement dans le bénéfice net des pertes sur les instruments dérivés depuis le cumul des autres éléments du résultat étendu ^{1, 2}				
Contrats de taux d'intérêt	—	—	(9)	(17)
Contrats sur produits de base	(4)	(4)	—	—

1 Se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour les composantes des autres éléments du résultat étendu liées aux instruments dérivés visés par des opérations de couverture de flux de trésorerie, y compris la partie attribuable aux participations sans contrôle.

2 Aucun montant constaté dans le bénéfice n'a été exclu de l'évaluation de l'efficacité des couvertures.

Dispositions liées au risque de crédit éventuel des instruments dérivés

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

Compte tenu des contrats en vigueur et des prix du marché au 30 septembre 2019, la juste valeur totale de tous les contrats dérivés assortis de dispositions liées au risque de crédit éventuel comportant un passif net était de 5 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018), et aucune garantie n'avait été fournie dans le cours normal des affaires. Si les dispositions liées au risque de crédit éventuel de ces contrats avaient été déclenchées au 30 septembre 2019, nous aurions été tenus de fournir à nos contreparties des garanties de 5 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2018). Des garanties peuvent aussi devoir être fournies si la juste valeur des instruments dérivés est supérieure à des seuils prédéfinis de risque contractuel.

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

Autres renseignements

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

La direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 30 septembre 2019, tel qu'il est exigé par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Elle a conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces en fonction d'un niveau d'assurance raisonnable.

Il ne s'est produit aucun changement dans notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au troisième trimestre de 2019 qui a eu ou qui est susceptible d'avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES ET MODIFICATIONS DE CONVENTIONS COMPTABLES

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR des États-Unis, 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. Notre rapport annuel de 2018 renferme une synthèse de nos estimations comptables critiques.

Nos principales conventions comptables demeurent essentiellement inchangées depuis le 31 décembre 2018, exception faite de ce qui est décrit ci-après. Notre rapport annuel de 2018 renferme une synthèse de nos principales conventions comptables.

Modifications de conventions comptables pour 2019

Contrats de location

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

Les nouvelles directives sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et elles ont été appliquées à l'aide d'un allègement transitoire facultatif qui a permis aux entités d'appliquer pour la première fois la nouvelle norme en matière de contrats de location à l'adoption (le 1^{er} janvier 2019) et de comptabiliser un ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture dans la période au cours de laquelle l'adoption est survenue. Cette option de transition a dispensé la société d'appliquer les nouvelles directives, y compris les obligations d'information, aux périodes comparatives qu'elle présente.

La société a opté pour les mesures de simplification et des exemptions disponibles à l'adoption qui lui permettent :

- de ne pas réévaluer les conclusions antérieures sur les contrats de location existants concernant l'identification et le classement des contrats de location ainsi que les coûts directs initiaux selon la nouvelle norme;
- de reporter prospectivement le classement des contrats de location historiques et le traitement comptable qui se rapporte aux servitudes afférentes aux contrats existants;
- de ne pas comptabiliser d'actifs au titre de droits d'utilisation ni d'obligations locatives pour ce qui est des contrats de location qui sont admissibles à l'exemption relative à la comptabilisation des contrats de location à court terme;
- de ne pas séparer les composantes locatives des composantes non locatives pour tous les contrats de location pour lesquels la société est le preneur à bail et pour les installations et les réservoirs de liquides des terminaux dont elle est le bailleur;
- de recourir à des connaissances a posteriori pour déterminer la durée du contrat de location et de soumettre les actifs au titre de droits d'utilisation à un test de dépréciation.

Les nouvelles directives ont eu une incidence importante sur le bilan consolidé condensé de la société, sans toutefois avoir d'incidence sur ses états consolidés condensés des résultats et des flux de trésorerie. Les répercussions les plus importantes ont trait à la comptabilisation des actifs au titre de droits d'utilisation et des obligations locatives afférents aux contrats de location-exploitation ainsi qu'à la présentation de nouvelles informations importantes à fournir concernant les activités locatives de la société. Il y a lieu de se reporter à nos états financiers consolidés condensés pour un complément d'information sur l'incidence de l'adoption des nouvelles directives ainsi que sur les conventions comptables mises à jour de la société eu égard aux contrats de location.

Des hypothèses et jugements importants ont été utilisés lors de l'application des nouvelles directives pour déterminer ce qui suit :

- si un contrat contient un contrat de location;
- la durée du contrat de location, compte tenu des options de renouvellement pouvant être exercées. La durée de l'ensemble des contrats de location de la société tient compte du temps pour lequel le contrat de location est non résiliable et des intervalles supplémentaires visés par une option de prolongation (ou de non-résiliation) du contrat de location que la société a la certitude raisonnable d'exercer ou une option de prolongation (ou de non-résiliation) du contrat de location que contrôle le bailleur;
- le taux d'actualisation du contrat de location.

Évaluation de la juste valeur

En août 2018, le FASB a publié de nouvelles directives qui modifient certaines obligations d'information ayant trait à l'évaluation de la juste valeur. Ces nouvelles directives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2020, mais l'adoption anticipée d'une partie ou de la totalité des exigences est permise. La société a choisi d'adopter ces directives à compter du premier trimestre de 2019. Ces directives ont été appliquées rétrospectivement et n'ont eu aucune incidence significative sur les états financiers consolidés de la société.

Modifications comptables futures

Évaluation des pertes sur créances relatives aux instruments financiers

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

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

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

Consolidation

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

Régimes de retraite à prestations déterminées

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

Résultats trimestriels

PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES CONSOLIDÉES

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2019				2018				2017
	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	Troisième	Deuxième	Premier	Quatrième	
Produits	3 133	3 372	3 487	3 904	3 156	3 195	3 424	3 617	
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinares	739	1 125	1 004	1 092	928	785	734	861	
Résultat comparable	970	924	987	946	902	768	864	719	
Données par action									
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,79 \$	1,21 \$	1,09 \$	1,19 \$	1,02 \$	0,88 \$	0,83 \$	0,98 \$	
Résultat comparable par action ordinaire	1,04 \$	1,00 \$	1,07 \$	1,03 \$	1,00 \$	0,86 \$	0,98 \$	0,82 \$	
Dividendes déclarés par action ordinaire	0,75 \$	0,75 \$	0,75 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,69 \$	0,625 \$	

FACTEURS INFLUANT SUR L'INFORMATION TRIMESTRIELLE PAR SECTEUR

Les produits et le bénéfice net fluctuent parfois d'un trimestre à l'autre. Les causes de ces fluctuations varient selon le secteur d'activité.

Dans les secteurs des gazoducs au Canada, des gazoducs aux États-Unis et des gazoducs au Mexique, les produits et le bénéfice net trimestriels sont en général relativement stables au cours d'un même exercice, sauf que les volumes de production à court terme de nos gazoducs aux États-Unis sont soumis à des variations saisonnières. À long terme, cependant, les produits et le bénéfice net trimestriels fluctuent pour les raisons suivantes :

- des décisions en matière de réglementation;
- des règlements négociés avec les expéditeurs;
- 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 sont fonction des contrats de transport et des services de transport sur le marché au comptant ne faisant pas l'objet de contrats ainsi que des activités de commercialisation de liquides. De plus, 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 de 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 tiennent 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 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.

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

- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, au 30 septembre 2019 se rapportant aux 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 231 millions de dollars. Le solde de la perte correspond essentiellement aux coûts qui devront être engagés d'ici la mise en service de la centrale Napanee, y compris les intérêts capitalisés, et sera entièrement comptabilisé au plus tard à la clôture de la transaction, qui devrait avoir lieu à la fin du premier trimestre de 2020;
- une perte de 133 millions de dollars, après les impôts, sur la vente d'une partie des actifs de Columbia Midstream, en août 2019;
- un gain de 115 millions de dollars, après les impôts, sur la vente partielle de Northern Courier, en juillet 2019.

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 notre 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;
- un gain de 6 millions de dollars, après les impôts, découlant de nos derniers contrats de commercialisation d'électricité du nord-est des États-Unis, qui ont été vendus en mai 2019.

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

- 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 par suite des mesures de la FERC de 2018;
- un recouvrement d'impôts reportés de 52 millions de dollars lié à la finalisation de l'incidence de la réforme fiscale aux États-Unis;
- un recouvrement d'impôts de 27 millions de dollars lié à la vente de nos actifs de production d'électricité du nord-est des États-Unis;
- un bénéfice de 25 millions de dollars après les impôts lié à la résiliation des contrats liant Bison;
- une charge de dépréciation de 140 millions de dollars après les impôts se rapportant à Bison;
- une charge de dépréciation de 15 millions de dollars après les impôts de l'écart d'acquisition de Tuscarora;
- une perte 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 exclue :

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

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

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

Du résultat comparable du quatrième trimestre de 2017 sont également exclus :

- un recouvrement d'impôts reportés de 804 millions de dollars lié à la réforme fiscale aux États-Unis;
- un gain de 136 millions de dollars après les impôts au titre de la vente de nos actifs d'énergie solaire en Ontario;
- un gain net de 64 millions de dollars après les impôts au titre de la monétisation de nos actifs d'électricité du nord-est des États-Unis;
- une charge de dépréciation de 954 millions de dollars après les impôts attribuable au pipeline Énergie Est et aux projets connexes faisant suite à notre décision de ne pas présenter de demande relativement à ces projets;
- une charge de 9 millions de dollars après les impôts au titre des coûts liés au maintien et à la liquidation des actifs du projet Keystone XL.